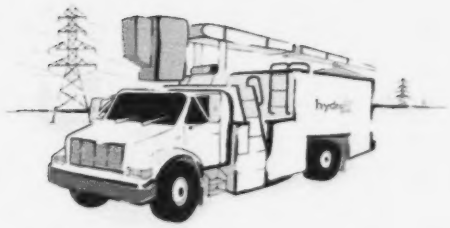


Mettre l'électricité à l'œuvre

Rapport annuel 2006 de Hydro One

hydro One

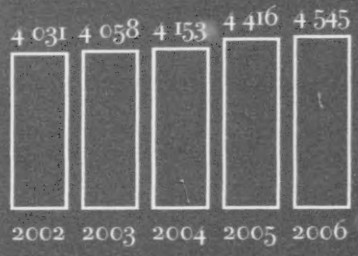
Statistiques et points saillants

financiers consolidés

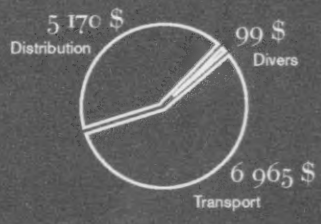
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005	Variation	Variation en %
Produits	**4 545**	4 416	129	3
Achats d'électricité	**2 221**	2 131	90	4
Coûts d'exploitation	**1 395**	1 279	116	9
Bénéfice net	**455**	483	(28)	(6)
Flux de trésorerie d'exploitation	**896**	1 169	(273)	(23)
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 min en Ontario *(MW)*[1]	**22 650**	23 074	(424)	(2)
Distribution – unités distribuées à nos abonnés *(TWh)*[1]	**29,0**	29,7	(0,7)	(2)

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

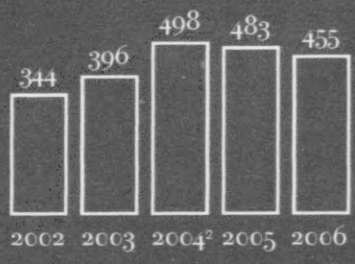
Produits
(en millions de dollars CA)



Total de l'actif
au 31 décembre 2006
(en millions de dollars CA)



Bénéfice net
(en millions de dollars CA)



[2] Le bénéfice net pour 2004 comprend un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars.

La famille de sociétés Hydro One

Hydro One Inc.
Est une société de portefeuille regroupant des filiales qui œuvrent dans les secteurs du transport et de la distribution d'électricité ainsi que des télécommunications. Les filiales sont nécessaires pour respecter les exigences légales et réglementaires.

Hydro One Networks Inc.
Représente la majeure partie de nos activités, qui sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario. Elle est responsable de la planification, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de nos réseaux de transport et de distribution.

Hydro One Brampton Networks Inc.
Assure la distribution d'électricité dans l'une des agglomérations urbaines affichant la plus forte croissance au Canada, à 30 km de Toronto.

Hydro One Remote Communities Inc.
Assure l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution d'électricité servant à alimenter 20 communautés éloignées du nord de l'Ontario qui ne sont pas raccordées au réseau de transport de la province.

Hydro One Telecom Inc.
Commercialise la capacité excédentaire de fibre optique auprès de nos clients d'affaires et représente moins de 1 % de notre actif total.

Notre électricité à l'œuvre

Le taux de satisfaction de la clientèle a continué de grimper en 2006,

86 %

de nos clients des grandes entreprises du secteur Transport s'étant dits satisfaits de notre niveau de service. C'est là une amélioration de 4 % sur l'an dernier, et nous nous rapprochons de notre objectif d'un taux de satisfaction de la clientèle de 90 %. Le taux de satisfaction de nos grands clients industriels a progressé de 11 % cette année pour atteindre la marque de 90 %.

Le North American Electric Reliability Council (NERC) a attribué la note d'excellence aux installations de nos activités de transport, à nos méthodes de travail et à notre personnel pour notre capacité d'exploiter avec fiabilité et d'entretenir le réseau de transport d'électricité de l'Ontario. La vérification du NERC a souligné la prédominance de nos procédures de sécurité physique, de notre infrastructure et de nos systèmes de communication au sein de l'industrie.

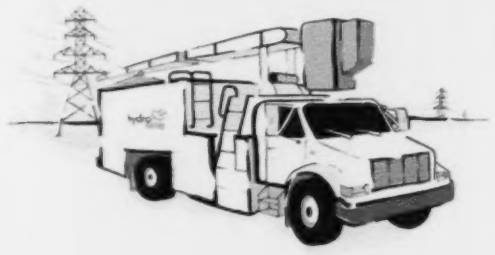
En l'espace de deux mois, trois violentes tempêtes se sont abattues sur l'Ontario et ont privé d'électricité plus de 400 000 de nos clients. L'excellence de nos efforts de rétablissement du courant nous a valu le prestigieux prix *Emergency Recovery Award* décerné par le Edison Electric Institute. C'est la première fois que ce prix est remis à une société de services publics de l'extérieur des États-Unis.

La Commission de l'énergie de l'Ontario (CEO) a approuvé une augmentation d'environ

160

MILLIONS DE DOLLARS

de nos besoins de revenus de distribution annuels. Cette décision témoigne de la confiance de la CEO dans notre capacité d'entretenir et d'exploiter le réseau électrique de l'Ontario. Les fonds accrus nous permettront de faire les investissements importants qui s'imposent dans notre réseau de distribution.



Veiller à ce que l'Ontario continue d'avoir le réseau de livraison d'électricité dont elle a besoin et qu'elle mérite.

Cette année, Hydro One a exploité et entretenu avec succès le réseau de transport et le plus grand réseau de distribution de l'Ontario, relevant de façon experte les défis opérationnels posés par de multiples fortes tempêtes qu'ont essuyées nombre de nos clients. La société a entrepris plusieurs grands projets afin d'assurer la fourniture d'électricité de manière sûre et fiable aux Ontariens.

Le bénéfice net de la société en 2006 s'est établi à 455 millions de dollars, soit 28 millions de dollars, ou 6 %, de moins qu'en 2005. Cette diminution reflète essentiellement la majoration des dépenses requises pour exploiter et entretenir nos réseaux de transport et de distribution, notamment par suite des tempêtes ravageuses que nous avons connues cette année, et la baisse des produits tirés des tarifs de transport attribuable à la diminution de la demande et aux modifications de la réglementation du transport de l'électricité.

En ma qualité de présidente du conseil de Hydro One, je crois comprendre que la bonne gouvernance de la société est essentielle pour notre actionnaire, la province de l'Ontario, nos porteurs d'obligations et les Ontariens qui dépendent du réseau de livraison d'électricité de Hydro One. Cette année, Hydro One s'est concentrée sur la nouvelle réglementation des valeurs mobilières et elle respecte maintenant en tout point les nouvelles exigences rigoureuses en matière de contrôles financiers et d'informations à fournir.

Nous prenons nos responsabilités financières au sérieux, et nos pratiques liées aux contrôles financiers et aux informations à fournir sont solides et régulièrement soumises à un examen minutieux externe. Nous menons nos activités de manière très transparente. Hydro One a adopté les treize recommandations du vérificateur général de l'Ontario en vue d'améliorer la conformité à nos politiques et procédures internes.

Hydro One a fait des investissements cruciaux dans l'infrastructure de transport et de distribution ainsi que dans des programmes de maintenance visant à assurer la fiabilité du réseau. Hydro One a engagé 1,7 milliard de dollars au total en 2006 dans les dépenses en immobilisations et les dépenses d'exploitation, de maintenance et d'administration.

Notre capacité d'obtenir un financement suffisant et à faible coût témoigne de l'amélioration de notre note de solvabilité à long terme, ce qui nous permet de refinancer la dette arrivant à échéance, de financer les dépenses en immobilisations et de satisfaire à d'autres besoins vitaux. En particulier, Hydro One a accès à du financement à long terme qui assortit mieux sa dette à ses actifs à long terme. Les améliorations de nos notes de solvabilité reflètent la confiance des agences d'évaluation du crédit et des investisseurs dans le rendement et la gestion de la société.

Le conseil d'administration prévoit que la société maintiendra un rendement financier solide et stable et croit que la haute direction saura relever les défis du prochain exercice. Au cours des deux derniers exercices, Hydro One a entamé une importante phase de construction qui se poursuivra dans les exercices à venir. Des projets d'envergure vitaux pour le bien-être économique de l'Ontario sont en cours, dont une nouvelle interconnexion avec le Québec, des améliorations du transport de l'électricité à Toronto et la connexion de nouvelles sources de production d'électricité à mesure qu'elles seront disponibles en Ontario.

Hydro One a versé à son actionnaire, la province de l'Ontario, des dividendes de 350 millions de dollars. Hydro One a comptabilisé 179 millions de dollars de paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices, ce qui contribue à réduire l'encours de la dette cumulée dans le passé envers la province.

Au nom du conseil d'administration, j'aimerais remercier la direction et les employés de Hydro One pour leur précieuse contribution et leur dévouement au travail. Le conseil se réjouit à l'idée de continuer le travail de Hydro One, qui est de fournir à la population de l'Ontario un réseau d'électricité sûr et fiable.

La présidente du conseil,

R. Burak

Rita Burak

Notre travail est complexe, mais la raison pour laquelle nous le faisons est simple : l'Ontario a besoin de Hydro One pour mettre l'électricité à l'œuvre.

Hydro One existe pour assurer que les gens, les entreprises, les industries et les collectivités de l'Ontario ont l'électricité qu'il leur faut pour mener leurs activités. Notre réseau de transport représente plus de 96 % de la capacité de la province.

Nous croyons comprendre que nos clients et autres intéressés s'attendent à ce que Hydro One soit gérée d'une manière responsable qui respecte la confiance du public en notre capacité d'assurer la livraison sécuritaire et fiable de l'électricité à un coût raisonnable.

Nous prenons cette confiance au sérieux et croyons que notre rendement et nos réalisations du dernier exercice le confirment.

Le service à nos clients dicte tout ce que nous faisons. Et notre clientèle est diversifiée. Des géants industriels comme la société minière Inco, le plus grand consommateur d'électricité de l'Ontario, aux serres de Leamington, aux colonies de vacances de Deep River et aux maisons familiales des quatre coins de la province, nous livrons l'électricité à un large éventail de clients.

En 2006, nos clients nous ont dit que notre service était meilleur que jamais. Nous avons fait une évaluation honnête de la façon de faire mieux pour répondre aux besoins de nos clients, ce qui nous a permis de marquer d'importants progrès dans l'amélioration de nos relations. Nous avons enregistré des augmentations à deux chiffres du taux de satisfaction de notre clientèle et nous visons un degré de satisfaction de 90 %, en moyenne, dans tous les segments de clientèle.

Le NERC a décerné aux installations de nos activités de transport, à nos méthodes de travail et à notre personnel la note d'excellence pour notre capacité d'exploiter avec fiabilité et d'entretenir le réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Le rapport a souligné la prédominance de nos procédures de sécurité physique, de notre infrastructure et de notre gestion de programmes ainsi que la qualité de notre système de communication multifonctionnel entièrement intégré et novateur.

Nous sommes maintenant la première société de services publics de l'extérieur des États-Unis à avoir reçu le prestigieux prix *Emergency Recovery Award* décerné par le Edison Electric Institute en reconnaissance des efforts exceptionnels de la société pour rétablir le courant chez plus de 400 000 abonnés après trois violentes tempêtes.

Notre performance financière a été solide en 2006, avec un bénéfice net de 455 millions de dollars, et nous avons versé un excellent dividende à notre actionnaire.

À titre d'intendants des réseaux de transport et de livraison d'électricité imposants et complexes de la province, nous avons fait de grands progrès dans un certain nombre d'initiatives cruciales d'investissement dans les réseaux. Nous avons signé une entente avec Hydro-Québec TransÉnergie Inc. pour la construction d'équipement de transport d'électricité de pointe, dont de nouveaux circuits sur la rivière des Outaouais pour relier les deux réseaux haute tension provinciaux. Cet investissement de 124 millions de dollars viendra ajouter une importante nouvelle connexion entre les deux réseaux et augmentera la capacité de l'Ontario d'accéder à de l'électricité produite par des ressources renouvelables.

En novembre 2006, les équipes d'ouvriers de la construction ont rétabli l'interconnexion entre l'Ontario et le Michigan dans la région de Sarnia avec l'exploitant du réseau de transport au Michigan. Cette interconnexion améliore la fiabilité globale de l'approvisionnement en Ontario en augmentant la capacité d'importation et d'exportation d'électricité et maximise l'efficacité du réseau de transport haute tension existant. Ce circuit accroîtra notre capacité d'importation et d'exportation respectivement d'environ 400 MW et 200 MW.

Nous avons achevé l'excavation d'un tunnel de 2,2 kilomètres sous les rues de Toronto. Cet investissement innovateur de 45 millions de dollars permettra de faire passer une batterie de lignes de transport d'électricité pour relier les parties est et ouest de la ville avec le minimum de perturbation. Ces travaux permettront à l'électricité de circuler plus librement dans toute la ville, donnant ainsi à Toronto une souplesse, une fiabilité et un approvisionnement accrus.

En 2006, nous avons lancé plusieurs nouveaux programmes de conservation et de gestion de la demande en accord avec l'objectif de la province de créer une culture de conservation de l'énergie en Ontario. Nos programmes reflètent les préoccupations de notre clientèle : certains aident les familles ontariennes à économiser de l'électricité et de l'argent; d'autres utilisent une technologie novatrice pour permettre à nos gros clients de moins solliciter le réseau d'électricité provincial pendant les périodes de demande de pointe.

Certes nous sommes fiers de nos réalisations, mais nous nous concentrons sur les défis auxquels fait face le réseau de transport d'électricité de l'Ontario. Pour relever ces défis par la construction de l'infrastructure de transport nécessaire, il nous faudra la collaboration de tous nos intéressés.

En tant que gardiens du réseau de transport d'électricité de la province, nous avons un certain nombre d'initiatives d'investissement clés qui exigeront notre plus grande attention au prochain exercice. La plus importante de ces initiatives est le projet de construction d'une ligne de transport de 500 kV afin de livrer de l'électricité supplémentaire au sud de l'Ontario. Nous tenons actuellement des consultations avec le public et d'autres groupes intéressés sur le tracé de la ligne et ses avantages et incidences.

Nous continuerons de demander des approbations pour un certain nombre d'autres projets d'envergure qui visent à améliorer la fiabilité de l'approvisionnement des régions locales de l'Ontario.

Mon équipe de direction et moi-même ne cesserons de veiller à ce que Hydro One travaille efficacement et dans l'intérêt véritable des Ontariens. Je suis enthousiaste à l'idée de relever les défis qui nous attendent et fière de nos réalisations passées.

J'aimerais remercier les employés de Hydro One de leur travail dans un souci de sécurité et de leur profond engagement envers nos clients. Nous comptons sur le travail de nos employés tous les jours afin d'assurer que les Ontariens puissent mettre l'électricité à l'œuvre.

La présidente et chef de la direction (par intérim),

Laura Formusa

Stephanie Oatway, analyste de l'énergie, CVRD Inco, Sudbury

Électricité sur demande

«L'électricité est inutile à moins d'être là quand vous en avez besoin. C'est pourquoi un transport fiable est si crucial pour notre entreprise», affirme Stephanie Oatway, analyste de l'énergie, CVRD Inco.

Lorsque le plus grand utilisateur d'électricité en un même lieu de l'Ontario parle, Hydro One écoute. Chaque année, les activités d'Inco en Ontario représentent environ 0,75 % de la consommation totale d'électricité en Ontario, ou 1 400 gigawattheures, de quoi alimenter une ville de la taille de Barrie.

Bien qu'Inco produise environ 20 % de l'électricité dont elle a besoin, elle dépend de la fiabilité du réseau de transport de Hydro One pour assurer son exploitation en toute sécurité et de manière rentable. Lorsque l'on a 2 000 personnes qui travaillent jusqu'à deux kilomètres sous terre, une source d'électricité sûre et fiable revêt la plus grande importance.

Et avec les systèmes de gestion de l'approvisionnement sur demande d'aujourd'hui et l'essor du marché du nickel, les pertes de temps en raison d'une panne d'électricité sont inacceptables.

Stephanie Oatway est chargée de veiller à ce qu'Inco dispose de l'électricité dont elle a besoin pour produire 275 millions de livres de nickel par année plus du cuivre et d'autres métaux précieux. En tant que représentante de notre plus grand client, elle est en contact permanent avec Hydro One pour s'assurer que nous tenons nos promesses.

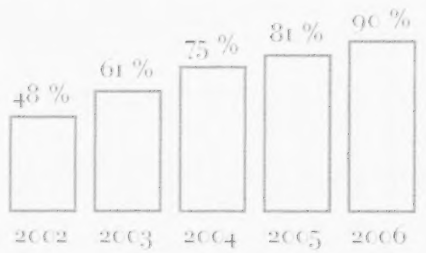
L'an dernier, nos clients, grands et petits, nous ont dit que nous n'avions jamais aussi bien communiqué avec eux et respecté nos engagements envers eux.

275

MILLIONS DE LIVRES

de nickel sont produites annuellement par l'exploitation d'Inco à Sudbury.

Satisfaction des grands clients industriels



Le taux de satisfaction de la clientèle a continué de grimper en 2006, 86 % de nos clients des grandes entreprises du secteur Transport s'étant dits satisfaits de notre niveau de service. C'est là une amélioration de 4 % sur l'an dernier, et nous nous rapprochons de notre objectif d'un taux de satisfaction de la clientèle de 90 %. Le taux de satisfaction de nos grands clients industriels a progressé de 11 % cette année pour atteindre la marque de 90 %.

La fiabilité du transport est l'une des principales raisons pour lesquelles nos clients sont plus satisfaits que jamais. Le North American Electric Reliability Council a décerné aux installations de nos activités de transport, à nos méthodes de travail et à notre personnel la note d'excellence pour notre capacité d'exploiter avec fiabilité et d'entretenir le réseau de transport d'électricité de l'Ontario. La vérification approfondie du NERC a souligné la prédominance de nos procédures de sécurité physique, de notre infrastructure et de nos systèmes de communication au sein de l'industrie.

L'équipe de la haute direction de Hydro One consacre temps et énergie pour apprendre à connaître les entreprises de nos gros clients. Chaque membre de l'équipe de la haute direction entretient des relations directes avec nos clients. Ils les rencontrent régulièrement et sont à leur disposition en tout temps pour répondre à une question ou régler un problème.

«Les gens de Hydro One ont pris le temps de comprendre notre entreprise et ils connaissent nos enjeux. Il sont dans le coup», conclut Stephanie Oatway.

Inco utilise 1 400 gigawattheures d'électricité par année pour faire tourner ses installations, ce qui en fait le plus grand utilisateur en un même lieu de l'Ontario.

Camp Lau-Ren, Deep River

Branle-bas au camp

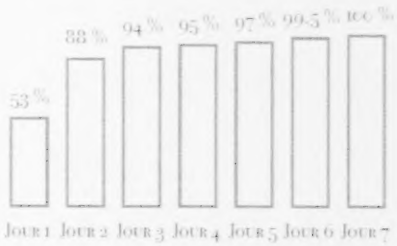
Le 17 juillet, peu après le souper, des nuages noirs ont envahi le ciel au-dessus du Camp Lau-Ren, situé sur les rives de la rivière des Outaouais.

«Les vents se sont abattus sur le camp, renversant des arbres et des lignes électriques. En quelques secondes, l'électricité a été coupée, raconte Nicky Nel, monitrice bénévole depuis 15 ans au Camp Lau-Ren. Nous nous sommes précipités pour nous assurer que tout le monde était en sécurité, puis, une fois la tempête passée, nous nous sommes demandés si nous pouvions tenir sans électricité.»

Les campeurs du Camp Lau-Ren n'étaient pas les seuls à se poser la question.

Partout en Ontario, 170 000 abonnés de Hydro One n'avaient plus d'électricité. Des dizaines de milliers d'arbres tombés, plus d'un millier de poteaux électriques brisés et des centaines de kilomètres de lignes électriques ensevelies sous des arbres empilés les uns sur les autres, c'était le pire dégât depuis la tempête de verglas de 1998. Il faudrait plus d'une semaine avant que tous les abonnés ne soient rebranchés.

Rétablissement du courant après la tempête
(pourcentage de rétablissement chez les 170 000 abonnés touchés)



120
KILOMÈTRES À L'HEURE

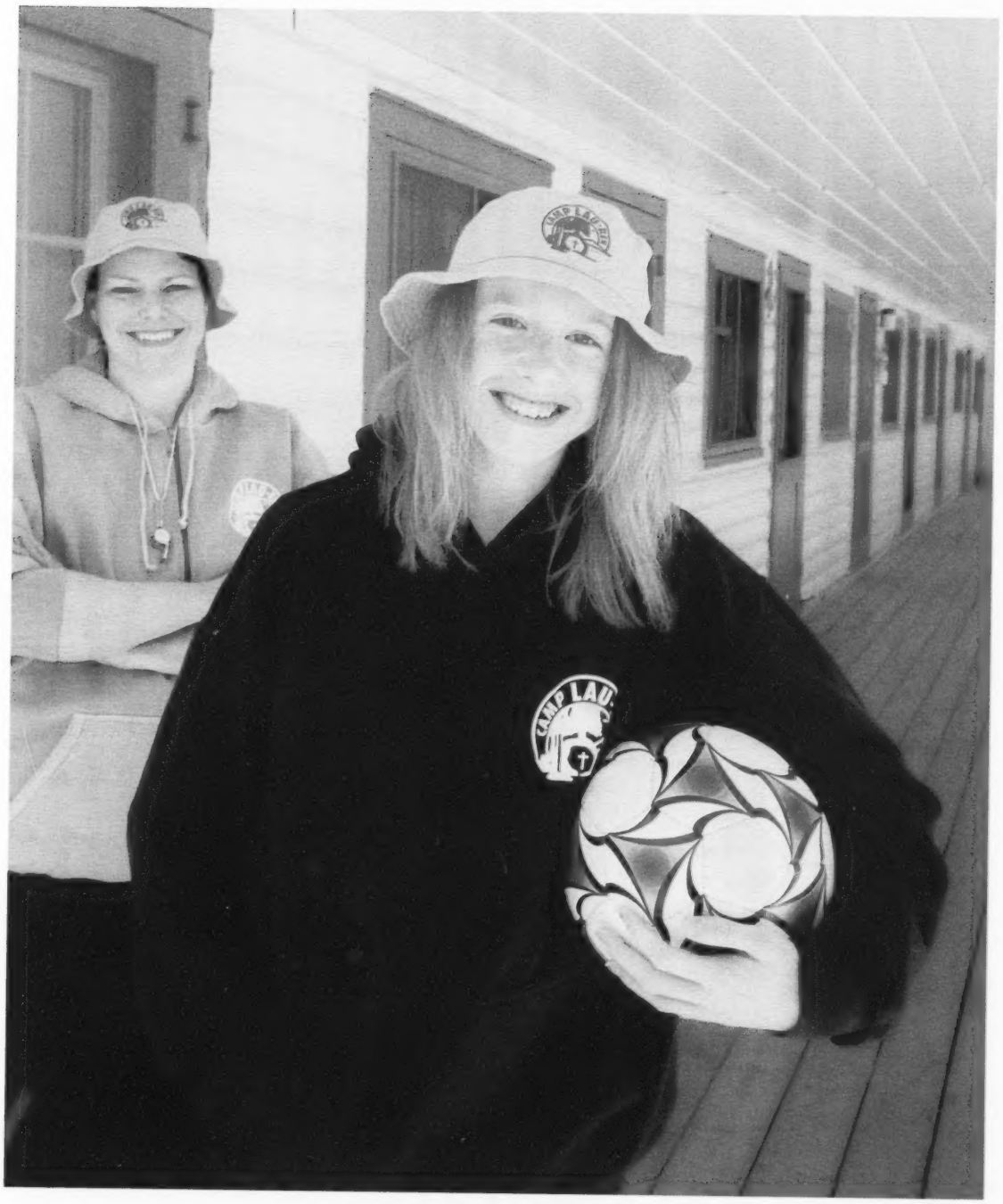
Telle était la vitesse des vents pendant les trois grosses tempêtes et huit tornades qui ont soufflé sur l'Ontario à l'été 2006.

Hydro One a réagi à cette tempête en mobilisant ses employés ayant reçu une formation poussée, en faisant appel à des partenaires d'autres sociétés de services publics et en travaillant de longues journées afin de redonner de manière sécuritaire le service à ses abonnés. Notre flotte d'hélicoptères a rempli le ciel, et des équipes ont travaillé inlassablement pour rebâtir le réseau de livraison d'électricité de l'Ontario. Dans les premières 24 heures, nous avons rétabli le courant chez 90 000 abonnés.

Pour son travail à la suite de cette tempête et de deux autres en l'espace de deux mois, le Edison Electric Institute a remis à Hydro One le prix *Emergency Recovery Award*, décerné pour la première fois à une société de services publics de l'extérieur des États-Unis.

Bien que la reconnaissance de nos pairs comme l'une des meilleures sociétés du secteur pour le rétablissement du courant après une tempête signifie beaucoup pour nous, la réaction de nos abonnés nous réjouit encore plus. Après quatre jours pendant lesquels 60 personnes ont dû se partager deux toilettes extérieures et ont été privées d'électricité, de toilettes à chasse d'eau, de lampes électriques et d'eau courante, les camions de Hydro One ont été accueillis en héros lorsqu'ils sont arrivés au Camp Lau-Ren.

«Quand nous avons vu arriver les camions, nous savions que notre tour était arrivé, déclare Nicky. Les campeurs criaient et saluaient les employés de Hydro One. Un grand moment de joie. Je pense que bien des campeurs ont alors apprécié l'électricité d'une manière nouvelle.»



Hydro One a déployé plus de **1 000** travailleurs, qui ont fait des journées de **16 heures** pour rétablir le courant et réparer les pires dégâts depuis la tempête de verglas de **1998**.

Cole Cacciavillani de CF Group Greenhouse, Leamington

Période florissante de l'énergie verte

Le maintien du climat d'une serre aux conditions idéales de température et d'humidité dépend de l'électricité. L'été, la chaleur dans la serre est si élevée que, sans les ventilateurs électriques, les plantes ne parviendraient pas à survivre jusqu'à la floraison. Pendant les mois les plus froids en Ontario, il n'y aurait pas de fleurs pour la Saint-Valentin sans l'apport d'électricité.

La production d'électricité d'appoint est une question de vie ou de mort pour l'industrie des cultures en serre de l'Ontario.

«Si nous perdons l'électricité, nous fermons», déclare Cole Cacciavillani, dont le père Floyd a fondé l'entreprise familiale avec une seule serre dans les années 1950.

Au cours des dix dernières années, CF Group Greenhouses (CF Group) a cultivé suffisamment de plantes en pot pour recouvrir la superficie de l'Ontario. Elle a également mis au point une technologie de génératrice pour aider les serres et autres utilisateurs pour qui l'électricité est cruciale pour répondre à leurs propres besoins en cas d'urgence.

«Toutes les serres investissent dans la production d'électricité d'appoint, mais nous y avons recours seulement en cas d'urgence. Avec l'aide de Hydro One, nous avons branché cette source d'appoint au réseau pour la mettre au service du reste de l'Ontario», explique Cole Cacciavillani.

En collaboration avec Hydro One, Cole Cacciavillani a relié près de 4 MW d'électricité que l'Ontario peut utiliser lorsqu'elle a besoin d'un plus grand approvisionnement.

4 000

Le nombre de vieux réfrigérateurs, congélateurs et climatiseurs individuels énergivores ramassés chez nos clients.

880 000

Le nombre de nos clients qui ont participé à l'un de nos programmes de conservation et de gestion de la demande.

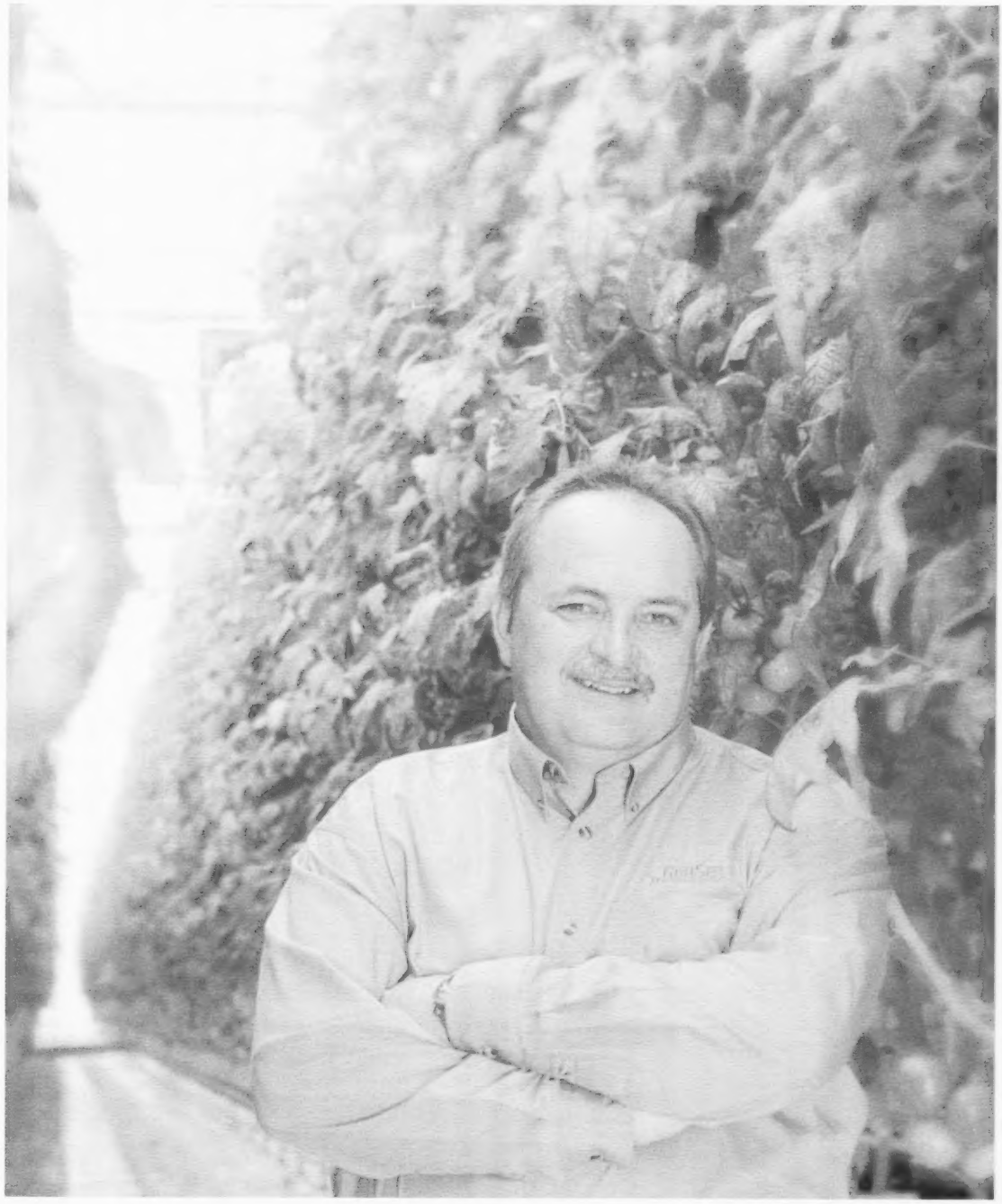
La connexion contribue à la fiabilité de l'approvisionnement de la province, atténue la pression exercée sur le réseau de transport de Hydro One et aide les serres ontariennes à transformer un système d'appoint en un actif.

Non seulement, les serres de l'Ontario contribuent quelque 2 milliards de dollars par année à l'économie de la province, mais le réseau de génératrices géré par le CF Group et relié au réseau de Hydro One apporte une contribution d'environ 4 MW d'électricité, de quoi alimenter 1 300 foyers.

Le groupe Conservation et gestion de la demande de Hydro One a pour objectif de trouver de nouvelles façons d'économiser l'électricité. En 2006, Hydro One a non seulement aidé des entreprises comme les serres et les parcs d'éoliennes à se brancher au réseau, mais nous avons travaillé avec nos quelques 1,3 million de clients résidentiels à réduire la demande de pointe.

Des programmes comme SmartStat, PowerCost Monitor et Appliance Retirement ont changé concrètement la quantité d'électricité utilisée par les clients de Hydro One. Notre équipe a retiré plus de 4 000 appareils énergivores du réseau. Notre tournée Power$aver, en collaboration avec Home Depot, a parcouru la province et fourni aux clients de l'information essentielle sur les façons de réduire la consommation d'électricité et offert des conseils sur les produits à haut rendement énergétique.

En travaillant ensemble et en encourageant l'innovation, Hydro One et les consommateurs et producteurs d'énergie de l'Ontario peuvent relever les défis futurs.



Hydro One a aidé CF Group Greenhouses à relier 4 MW d'électricité au réseau, de quoi alimenter environ 1 300 foyers en période de pénurie.

Réalisations

de Hydro One en 2006

En 2006, Hydro One a terminé l'excavation d'un tunnel de 2,2 kilomètres sous les rues de Toronto. Ce projet innovateur permettra de faire passer une batterie de lignes de transport d'électricité pour relier les moitiés est et ouest de la ville avec le minimum de perturbation de la circulation ou des résidents. L'accroissement des connexions entre l'est et l'ouest par l'installation de nouvelles lignes de transport dans le cadre d'un investissement de 45 millions de dollars permettra à l'électricité de circuler plus librement dans toute la ville, donnant ainsi à Toronto une souplesse, une fiabilité et un approvisionnement accrus.

Le projet devrait se terminer à la fin du prochain exercice, et le nouveau circuit de 230 kV devrait être mis en service au début de 2008.

Hydro One a signé une entente avec Hydro-Québec TransÉnergie Inc. pour la construction d'équipement de transport d'électricité de pointe, dont de nouveaux circuits sur la rivière des Outaouais pour relier les deux réseaux haute tension provinciaux.

L'investissement de 124 millions de dollars de Hydro One viendra ajouter une importante nouvelle connexion entre les deux réseaux. La première phase du projet – la nouvelle connexion avec l'Ontario – sera mise en service au début de 2009 et aura une capacité de 900 MW. La deuxième phase – l'ajout d'une ligne de renforcement – sera mise en service au printemps 2010 et portera la capacité d'interconnexion à 1 250 MW.

Note élevée

Dominion Bond Rating Service a porté la note attribuée à notre dette à long terme de A, avec une tendance positive à A (élevé), avec une tendance stable. De plus, la notre accordée à notre dette à court terme est passée de R-1 (faible) à R-1 (moyen).

Des équipes d'ouvriers de la construction ont reconstruit l'interconnexion dans la région de Sarnia avec l'exploitant du réseau de transport au Michigan. Cette connexion améliore la fiabilité globale de l'approvisionnement en Ontario en augmentant la capacité d'importation et d'exportation d'électricité et maximise l'efficacité de notre réseau de transport haute tension existant.

Hydro One renforce son réseau de transport haute tension dans la région de Niagara, et ces travaux l'aideront beaucoup à répondre aux besoins en électricité dans le sud de l'Ontario pendant les périodes de grande demande.

Ces améliorations accroîtront la capacité d'importation d'électricité de l'État de New York jusqu'à 800 mégawatts – de quoi répondre aux besoins d'environ 260 000 foyers – et assureront de l'électricité supplémentaire fournie par les centrales Sir Adam Beck d'Ontario Power Generation après l'achèvement d'un troisième tunnel à Niagara Falls.

En août, le Kleinburg Training Centre a ouvert ses portes pour former les futurs travailleurs de l'électricité de l'Ontario.

L'ouverture de ce centre s'imposait nettement, car le nombre d'apprentis ayant besoin de formation a doublé, passant de 176 en 2003 à 400 en 2006.

Le centre nous permet de donner à la prochaine génération de poseurs de lignes, de releveurs de compteurs et de techniciens en distribution et aux stagiaires en protection et contrôle une expérience pratique dans un environnement sécuritaire.

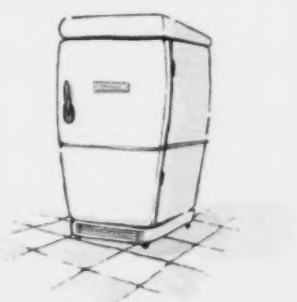
Non seulement le centre fournit une formation essentielle aux apprentis de Hydro One, mais il est reconnu par le ministère de la Formation et des Collèges et Universités. Les apprentis de sociétés de services publics de toute la province viennent y enfiler des éperons pour la première fois et faire leurs premiers pas dans un poteau en bois.

Près de

100

MILLIONS DE kWh,

de quoi alimenter 8 200 foyers pendant un an, ont été économisés par les clients de Hydro One dans le cadre de nos programmes de conservation de gestion de la demande.



Les clients nous ont dit que l'ancien système pour vérifier les pannes sur notre site Web était difficile à utiliser, donc nous l'avons amélioré. Notre nouveau système en ligne de notification des pannes d'électricité (Power Outage Notification) améliore les communications entre Hydro One et le public et fournit de l'information en temps réel aux médias pendant les grosses tempêtes ou autres situations ayant causé des pannes. Le nouveau système brosse un tableau très précis de la situation de notre réseau de transport et de distribution d'électricité.

807 728 $

ont été recueillis par les employés de Hydro One au profit d'organismes de bienfaisance de leur choix en 2006.

Haute direction de Hydro One

Laura Formusa
Présidente et chef de la direction
(par intérim)
Hydro One Inc.

Joe Agostino
Chef du contentieux
(par intérim)

Myles D'Arcey
Premier vice-président,
Exploitation des services
aux abonnés

Steve Dorey
Vice-président,
Relations externes

John Fraser
Vice-président,
Vérification interne et
chef du risque

Tom Goldie
Premier vice-président,
Services de gestion

Peter Gregg
Vice-président,
Affaires générales et
réglementaires et haute direction

Rick Kellestine
Vice-président,
Culture

Nairn McQueen
Vice-président,
Ingénierie et construction

Geoff Ogram
Vice-président,
Gestion de l'actif

Wayne Smith
Vice-président,
Exploitation du réseau

Beth Summers
Chef des finances

Les états financiers sont préparés en dollars canadiens, selon les principes comptables généralement reconnus du Canada. Le présent rapport de gestion est fondé sur nos états financiers consolidés des exercices terminés les 31 décembre 2006 et 2005.

Aperçu

Nous sommes entièrement détenus par la province d'Ontario (la province), et nos entreprises de transport et de distribution sont régies par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la CEO). Nous sommes le principal transporteur et distributeur d'électricité en Ontario, assurant la livraison sécuritaire et fiable d'électricité aux foyers et aux entreprises. À titre d'intendant de l'imposant et complexe réseau de transport et de distribution de cette province, nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique faisant figure de chef de file en Amérique du Nord à l'égard de la sécurité, du service à la clientèle et de la fiabilité, tout en mettant l'accent sur le développement et le maintien en poste de nos employés et en créant de la valeur pour notre actionnaire. En 2006, nous avons continué à nous concentrer sur nos activités principales, maintenu et amélioré considérablement notre rendement dans divers secteurs clés de nos activités, et grandement contribué à la reconstruction de l'infrastructure principale en Ontario.

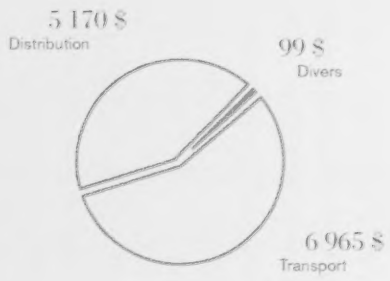
Transport

Notre société possède et exploite la quasi-totalité du réseau de transport d'électricité en Ontario. En 2006, les produits tirés du transport se sont élevés à 1 245 millions de dollars, surtout grâce aux quelque 151 TWh d'électricité directement ou indirectement transportés à plus de 4 millions de clients. Notre réseau de transport est l'un des plus importants en Amérique du Nord et rejoint cinq territoires contigus par le truchement de 26 interconnexions. Ces interconnexions nous permettent de faciliter des importations d'environ 4 000 MW et des exportations d'environ 5 800 MW d'électricité. En termes d'actifs, notre entreprise de transport est notre secteur le plus important, représentant environ 60 % du total de notre actif.

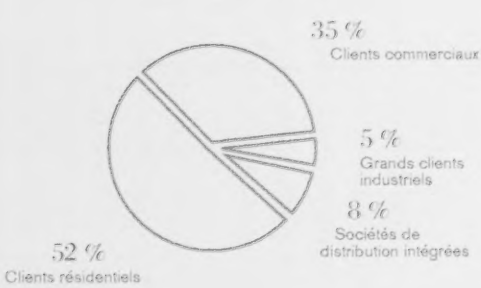
Distribution

Notre réseau de distribution est le plus important en Ontario et s'étend sur environ 75 % de la province, desservant quelque 1,3 million de clients ruraux et urbains et 48 grands clients industriels. Nous exploitons aussi des petits réseaux de production et de distribution réglementés dans un certain nombre de collectivités éloignées dans le nord de l'Ontario, qui ne sont pas branchées au réseau ontarien. Comme l'illustre le graphique ci-contre, nos abonnés résidentiels ont représenté plus de la moitié de nos produits tirés de la distribution.

Total de l'actif
Au 31 décembre 2006
(en millions de dollars CA)



Produits tirés de la distribution en 2006



Divers

Le secteur d'activité Divers a dégagé des produits de 27 millions de dollars en 2006 et compte des actifs d'environ 99 millions de dollars, ce qui représente moins de 1 % du total de notre actif. Ce secteur se compose essentiellement des activités de notre filiale en propriété exclusive, Hydro One Telecom Inc., qui commercialise une capacité de transmission par fibre optique auprès d'entreprises de télécommunications et de clients commerciaux qui font appel aux réseaux à large bande.

Notre stratégie

En 2006, nous sommes demeurés centrés stratégiquement sur nos activités principales et nous avons misé sur nos réalisations. Nous avons pour buts d'être considérés par nos clients comme leur meilleur prestataire de services, par nos pairs comme la référence en matière d'excellence et par notre actionnaire comme une société qui offre une valeur supérieure tout en s'efforçant d'attirer et de maintenir en poste un personnel qualifié et productif.

Nous cherchons à atteindre ces buts en continuant à mettre en œuvre les stratégies suivantes :

— *Sécurité* : Créer et maintenir un milieu de travail sécuritaire en nous concentrant sur l'élimination des blessures graves et des accidents «évités de justesse» dans les domaines de travail potentiellement très dangereux.

— *Clientèle* : Devenir une société axée sur la clientèle qui domine le marché. Nous avons l'intention de rester centrés et résolus à améliorer la satisfaction de notre clientèle. Nous nous efforçons de solidifier nos relations avec nos grandes et moyennes entreprises clientes en tenant compte de leurs besoins commerciaux. Pour les clients résidentiels, nous comptons mettre particulièrement l'accent sur la qualité des services à la clientèle comme la facturation, le traitement des appels, la gestion des pannes et la lecture des compteurs. Nous comptons aussi contribuer positivement au sein des collectivités ontariennes par l'intermédiaire de nos programmes d'engagement social.

— *Fiabilité* : Améliorer la fiabilité de nos réseaux de transport et de distribution. Dans le domaine du transport, nous avons joué un rôle actif de chef de file dans le développement du réseau pour satisfaire aux besoins de l'Ontario en matière d'énergie. Dans le domaine de la distribution, nous sommes centrés sur la fiabilité, compte tenu des défis présentés par l'exploitation d'un réseau au sein d'un vaste territoire peu densément peuplé.

— *Finances* : Veiller à ce que nos décisions permettent de maximiser la valeur de notre société, tout en conservant un accès efficace à long terme à des fonds à des taux raisonnables et l'offre d'un rendement financier approprié à notre actionnaire.

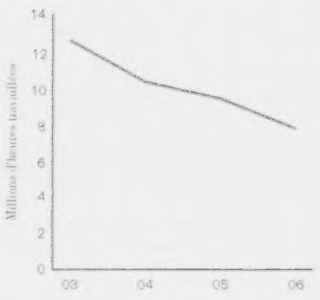
— *Relations de travail* : Gérer les défis posés par le profil démographique de la main-d'œuvre au moyen de l'embauche, de la formation et du maintien en poste d'employés productifs.

Mesures et objectifs de rendement

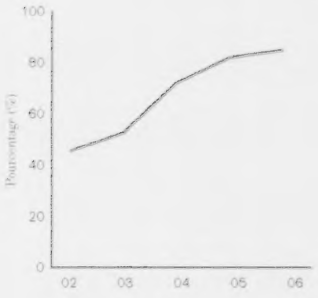
Nous mesurons et fixons notre rendement dans tous les domaines stratégiques susmentionnés, en nous assurant de reconnaître les besoins de toutes les principales parties intéressées. Nous avons atteint et même dépassé nos objectifs ambitieux de 2006, affichant des progrès dans maints domaines comparativement à 2005, et nous sommes en voie d'atteindre nos objectifs stratégiques.

La nature potentiellement dangereuse de nos activités exige une sécurité plus prononcée. Par conséquent, un de nos objectifs est de réduire à zéro le nombre de blessures graves et d'accidents évités de justesse. Pour ce faire, nous mesurons notre taux d'incidents comportant un potentiel maximum raisonnable de dommages (PMRD) pour déceler des problèmes ou situations possibles qui pourraient augmenter le risque de blessures. Comme l'indique le graphique ci-contre, nous avons connu huit incidents à PMRD élevé par million d'heures travaillées en 2006, soit 16 % de moins qu'en 2005, 24 % de moins qu'en 2004 et 38 % de moins qu'en 2003.

Incidents à PMRD élevé



Grandes entreprises de transport
Satisfaction de la clientèle



Nous demeurons aussi centrés sur les incidents graves survenant dans des domaines à risque élevé, comme, entre autres, les chocs électriques et les accidents liés à l'utilisation de véhicules ou du matériel de travail qui auraient pu être évités. Le nombre d'incidents graves a décliné, passant d'environ neuf incidents par million d'heures travaillées en 2003, à environ cinq en 2006. À l'avenir, nous continuerons de souligner l'importance de la sécurité au moyen d'un changement soutenu de culture, en mettant l'accent sur l'incidence des facteurs et des traits humains dans la création d'un milieu de travail sécuritaire. Les mesures prévues en matière de sécurité comportent l'évaluation plus poussée des installations et des sites, le développement d'un système de gestion de l'apprentissage et l'utilisation accrue d'outils d'analyse décisionnelle conçus pour réduire l'erreur humaine et ses conséquences.

La satisfaction de la clientèle est aussi essentielle à notre succès. Comme l'indique le graphique ci-contre, les résultats de notre sondage en matière de taux de satisfaction des grandes entreprises de transport sont à la hausse, ce taux ayant passé de 83 % en 2005 à 86 % cette année. Qui plus est, nous avons constaté une amélioration continue depuis les cinq derniers exercices. Nous demeurons aussi très au fait des attentes de nos clients résidentiels et petites entreprises clientes, leur taux de satisfaction ayant grimpé de 81 % à 83 % sur un an d'après le sondage. Bien qu'en 2006 le taux de satisfaction des producteurs ait atteint un seuil acceptable de 74 %, il tombe légèrement à court de notre objectif annuel, et les questions soulevées feront l'objet d'une étude particulièrement attentive en 2007. Nous demeurerons centrés sur l'amélioration du taux de satisfaction de nos clients dans tous les secteurs en répondant de manière ciblée aux besoins spécifiques de chacun.

Les tendances climatiques et les contraintes de production exigent un rendement exemplaire de nos réseaux de transport et de distribution. Nous savons que les entreprises, toutes tailles confondues, exigent un service fiable et, par conséquent, nous visons à nous classer dans le premier quartile en matière de fiabilité comparativement à d'autres réseaux semblables. En 2006, nous avons atteint nos objectifs annuels en matière de fiabilité, et nous avons réalisé des progrès par rapport à 2005. Nous avons atteint ces résultats tout en étant aux prises avec un certain nombre de tempêtes destructrices tout au long de l'exercice, y compris des tempêtes consécutives subies au cours de l'été. Nos interventions et nos communications à la suite de tempêtes se sont améliorées, à la faveur de meilleurs processus, de modifications apportées à notre site Web et de la communication d'information «en temps réel» au moyen de courriels et de télécopies. Après la fin de l'exercice, le Edison Electric Institute (EEI) nous a octroyé un prix en matière de rétablissement de situations d'urgence (le *Emergency Recovery Award*) en reconnaissance de nos efforts exceptionnels visant le rétablissement de l'approvisionnement en électricité par suite de ces tempêtes. C'est la première fois que ce prix prestigieux est remporté par une entreprise de services publiques à l'extérieur des États-Unis.

Répondre aux attentes de notre actionnaire fait partie intégrante de notre objectif d'affaires. Nos résultats de 2006 ont une fois de plus traduit un rendement financier solide et nous avons maintenu ou amélioré les notes de crédit de notre dette à court et à long terme. Le 23 juin 2006, la Dominion Bond Rating Service Inc. a rehaussé la note de crédit de notre dette à court terme à R-1 (moyen) et la note de crédit de notre dette à long terme à A (élevé) en tenant compte de facteurs clés, y compris ses attentes à l'égard du maintien à moyen et à long terme de notre profil financier solide.

Réglementation

Nos entreprises de transport et de distribution d'électricité sont autorisées et régies par la CEO. La CEO établit les tarifs à la suite d'audiences publiques écrites ou orales. Nos produits tirés du transport comprennent principalement nos tarifs de transport qui sont fondés sur les tarifs de transport provinciaux uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs de la province. Nos produits tirés de la distribution comprennent principalement nos tarifs de distribution, qui sont aussi fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, et le recouvrement des coûts d'achats d'électricité consommée par notre clientèle. Par conséquent, nos activités de distribution sont à l'abri du risque de prix. Les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur des besoins de revenus autorisés qui prévoient le recouvrement des coûts et comprennent un rendement cible des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés. De plus, la CEO approuve des avenants tarifaires pour permettre le recouvrement ou la cession d'actifs et de passifs réglementaires précis dans un délai donné.

Dans la structure actuelle du marché, les petits consommateurs et consommateurs désignés paient des tarifs d'électricité établis au moyen d'une grille de tarifs réglementés (GTR), et les consommateurs du marché de gros de l'électricité paient un mélange de prix réglementé, de prix contractuel et de prix du marché de gros au comptant. La CEO établit les prix pour les clients admissibles à la GTR en fonction d'une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils de consommation saisonnière. Les déficits ou les paiements excédentaires imprévus sont financés par l'Ontario Power Authority (OPA). La CEO établit les prix au moins tous les 12 mois, ou plus fréquemment, et peut, après examen, rétablir les prix pour les 12 mois suivants pour mieux refléter le coût de l'approvisionnement. La CEO prévoit actuellement étudier le besoin de rétablir les prix tous les six mois. Les clients non admissibles à la GTR, de même que les clients du marché de gros, paient le prix du marché de l'électricité rajusté pour tenir compte de l'écart entre les prix du marché et les prix versés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. La Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERÉ) est responsable de la supervision et de l'exploitation du marché de gros et du maintien de la fiabilité du réseau intégré d'électricité.

En plus du rôle de supervision joué par la CEO et des rôles de surveillance et de coordination assumés par la SIERÉ, l'OPA a été créée au moyen de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* pour assurer, entre autres, l'approvisionnement à long terme d'électricité, faciliter la gestion de la puissance appelée et la conservation et fournir une assistance à l'égard de la stabilité des taux pour les clients admissibles à la GTR. Dans le cadre de son mandat visant à assurer l'approvisionnement suffisant à long terme d'électricité, et conformément à l'orientation de la province en matière de mixité de sources d'approvisionnement, l'OPA procède actuellement au développement d'un plan intégré du réseau d'électricité qui doit être soumis à la CEO et approuvé par cette dernière qui dirigera des audiences et des consultations publiques. L'OPA prévoit actuellement soumettre le plan intégré du réseau d'électricité à la CEO en mars 2007. Dans le cadre de ce processus, l'OPA a publié de nombreux documents de travail visant l'obtention d'observations de la part de parties intéressées. Parmi les documents publiés à ce jour, deux revêtent une grande importance relativement aux activités de transport et ont une incidence sur nos dépenses en immobilisations, soit le document de travail n° 5, «Transmission», et le document de travail n° 7, «Integrating the Elements – A Preliminary Plan» (voir la rubrique «Dépenses en immobilisations futures» à la page 29).

L'OPA est aussi chargée de coordonner le lancement et le financement de programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande. Ce travail de coordination fera suite à des mesures prises par des entreprises de distribution locale individuelles, y compris nos activités de distribution, en raison des augmentations de tarifs de distribution approuvées en 2005. Une partie des fonds liés à cette augmentation étaient nécessaires aux programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande. Nos programmes se sont élevés à environ 43 millions de dollars pendant la période de 2005 à 2007, conformément à cette orientation. Le but ultime des programmes axés sur la conservation et la gestion de la demande est de réduire la demande provinciale à 6 300 MW d'ici 2025. L'OPA a publié le document de travail n° 3, «Conservation & Demand Management», et devrait soumettre un programme axé sur la conservation et la gestion de la demande dans le cadre du plan intégré du réseau d'électricité.

La *Loi de 2006 sur la responsabilité en matière de conservation de l'énergie* précise les objectifs généraux du programme de conservation et de gestion de la demande en encadrant l'installation de 800 000 compteurs intelligents dans les résidences et entreprises ontariennes d'ici la fin de 2007, la finalisation de l'installation dans la totalité des résidences et entreprises étant prévue pour la fin de 2010. Ces compteurs seront en mesure de calculer et de faire rapport sur l'utilisation pendant des périodes préétablies, leur lecture étant effectuée à distance, et de fournir à la clientèle l'accès aux informations relatives à leur consommation. Une nouvelle entité supervisera les systèmes de communication et les technologies, assurera la collecte et la gestion des données, et facilitera l'approvisionnement en compteurs. Des sociétés de distribution locale, y compris nos activités de distribution, détiendront, installeront, exploiteront et assureront la maintenance de leurs compteurs. Nous procédons actuellement au déploiement de compteurs intelligents en vertu de notre programme (voir la rubrique «Dépenses en immobilisations futures» à la page 29).

Tarifs de transport

La SIERÉ nous verse les paiements d'après les tarifs de transport uniformes approuvés par la CEO pour tous les transporteurs ontariens. En 2000, la CEO a approuvé les besoins de revenus de notre entreprise de transport qui permettent le recouvrement des coûts et comprennent un rendement cible des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés de 9,88 %.

En octobre 2005, la CEO a amorcé une procédure visant à revoir nos tarifs de transport et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008. Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices afin de partager également, entre l'actionnaire de Hydro One et ses clients, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à la date d'établissement de nouveaux tarifs.

En septembre 2006, nous avons présenté une demande pour notre tarif de transport par l'intermédiaire de notre filiale, Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks), pour faire approuver des besoins de revenus de 1 263 millions de dollars pour 2007 et de 1 298 millions de dollars pour 2008, sous réserve de mises à jour mineures dans le cours normal des affaires. Ces besoins sont fondés sur un rendement de 10,5 % des capitaux propres et une augmentation de la composante capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire de la structure du capital de 36 % à 40 %. Les augmentations proposées des tarifs sont de 4,3 % en 2007 et de 2,7 % en 2008, entraînant une incidence sur la facturation totale moyenne aux clients évaluée à moins de 0,5 % pour ces deux années. Conformément aux documents de travail de l'OPA, cette demande comprend le financement permettant d'ajouter de nouvelles sources d'approvisionnement et d'assurer un approvisionnement régional suffisant, ainsi que la fiabilité des actifs de transport vieillissant. Nous sommes d'avis que le rendement réglementaire proposé lié à la structure du capital crée un cadre financier propice à l'obtention d'une note de crédit de catégorie A, ce qui favorise l'accès aux marchés financiers à des taux raisonnables.

Le 8 décembre 2005, la CEO a rajusté les facteurs de répartition des revenus pour les transporteurs d'électricité de la province. Par conséquent, notre part de l'ensemble des revenus provinciaux tirés du transport a diminué d'environ 13 millions de dollars par année à compter de 2006.

Tarifs de distribution

À titre de distributeur, nous sommes responsables de la livraison de l'électricité et de la facturation de nos clients selon des tarifs de distribution approuvés, des coûts d'achats d'électricité et d'autres charges réglementaires approuvées. Nos tarifs de distribution ont initialement été approuvés par la CEO en 2000 pour permettre le recouvrement des coûts et un rendement cible des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés de 9,88 %. Les augmentations connexes des tarifs de distribution ont été étalées sur un certain nombre d'années, le versement final approuvé par la CEO devant être consenti en mars 2005. En août 2005, nous avons présenté une demande tarifaire pour faire approuver une augmentation de 160 millions de dollars des besoins de revenus de 2006 de nos activités de distribution exercées par l'intermédiaire de Hydro One Networks. Le 12 avril 2006, la CEO a annoncé ses décisions à l'égard de cette demande de même que celle liée à nos activités de distribution exercées par Hydro One Brampton Networks Inc. (Hydro One Brampton). En se basant sur la preuve écrite et orale soumise, la CEO a approuvé l'augmentation demandée des besoins de revenus en se fondant sur un taux de rendement approuvé de 9,00 % à compter du 1er mai 2006.

Tandis que les tarifs de distribution existants sont fondés sur un modèle de réglementation des tarifs en fonction du coût de service, la CEO est en voie d'instaurer un mécanisme de tarifs d'incitation pour les exercices 2007 à 2010. Conformément aux lignes directrices de la CEO, nous comptons présenter, en février 2007, une demande de rajustement des tarifs de distribution dont l'incidence sur le total de la facturation de nos clients devrait être minime. Cette demande est fondée sur une formule approuvée par la CEO qui tient compte de l'inflation, des objectifs d'efficience et des événements importants qui échappent au contrôle de la direction.

Le 21 mars 2006, la CEO a approuvé un taux mensuel de 30 cents par client résidentiel, avec prise d'effet le 1er mai 2006, à titre de financement initial pour l'investissement dans les compteurs intelligents requis. La demande de tarif de distribution, qui sera présentée à la CEO en février 2007, comprendra une demande d'augmentation du taux de financement des compteurs intelligents. Les dépenses excédant les montants recouvrés sont actuellement comptabilisées à titre d'actif réglementaire, et le moyen de les réaliser sera établi à une date ultérieure.

Résultats d'exploitation

Produits

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2006	2005	Variation en $	Variation en %
Transport	1 245	1 310	(65)	(5)
Distribution	3 273	3 085	188	6
Divers	27	21	6	29
	4 545	4 416	129	3
Moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario *(MW)*[1]	22 650	23 074	(424)	(2)
Distribution – unités distribuées aux clients *(TWh)*[1]	29,0	29,7	(0,7)	(2)

[1] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Les tarifs visent à toucher les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximum, qui dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également un faible montant de produits tirés des services auxiliaires, qui découlent principalement des services d'entretien offerts aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos droits de passage.

Les produits du transport ont diminué de 65 millions de dollars, ou de 5 %, en 2006 comparativement à l'exercice précédent, reflétant deux décisions récentes de la CEO. Le 21 février 2006, la CEO a décidé d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices à tous les bénéfices tirés du transport qui excèdent notre taux de rendement approuvé de 9,88 % pour la période du 1er janvier 2006 jusqu'à ce que de nouveaux tarifs soient établis. Par conséquent, 50 % des bénéfices excédentaires provenant des clients en 2006 ont été comptabilisés comme passif réglementaire. Cette décision s'est traduite par la réduction de nos produits tirés du transport de 33 millions de dollars pour l'exercice. Le 8 décembre 2005, la CEO a décidé de rajuster les facteurs de répartition des revenus pour tous les transporteurs d'électricité de la province, réduisant les produits tirés du transport de 13 millions de dollars en 2006.

De plus, les demandes de pointe mensuelles de 2006 ont été généralement moins élevées qu'à l'exercice précédent. Sauf exceptions, notamment le record de tous les temps de 27 005 MW atteint le 1er août et le sommet du mois de mai de 24 857 MW, notre moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario s'est établie à 424 MW de moins et le total de la puissance appelée connexe a été de 5 083 MW moins élevée qu'à l'exercice précédent, entraînant une baisse des produits de 26 millions de dollars. L'incidence de ces réductions a été en partie contrebalancée par une augmentation minime des produits accessoires découlant de l'usage secondaire de nos droits de passage.

Distribution

Les produits tirés de la distribution proviennent notamment de nos tarifs de distribution, qui sont fondés sur les tarifs approuvés par la CEO, ainsi que des montants pour recouvrer les coûts d'achats d'électricité consommée par nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution sont tributaires de nos tarifs de distribution, de la quantité d'électricité que nous distribuons et des coûts d'achats d'électricité. Les produits tirés de la distribution comprennent également un faible montant de produits tirés de services secondaires comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution, et des frais divers comme les pénalités de retard.

En 2006, les produits tirés de la distribution ont augmenté de 188 millions de dollars, ou de 6 %, comparativement à l'exercice précédent, principalement en raison de deux augmentations tarifaires approuvées par la CEO entrées en vigueur le 1er avril 2005 et le 1er mai 2006. L'entrée en vigueur de l'augmentation du 1er avril 2005, prévue au départ pour le 1er mars 2003, avait été reportée pour toutes les entreprises de distribution locale en vertu de la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*. Le 12 avril 2006, après avoir étudié la preuve que nous avons fournie, la CEO a approuvé les augmentations des tarifs de distribution de nos activités de distribution de Hydro One Networks et de Hydro One Brampton avec prise d'effet le 1er mai 2006. Nous avons également reçu l'approbation de la CEO à l'égard des tarifs de services à basse tension destinés aux entreprises de distribution locale qui sont situées sur notre territoire de service. Ces augmentations de tarif répondent aux besoins des réseaux de distribution en matière d'entretien et d'investissement afin d'assurer la fourniture de manière sécuritaire et fiable de l'électricité aux abonnés partout en Ontario, et ont entraîné une augmentation des produits tirés de la distribution de 105 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent.

Les produits tirés de la distribution comprennent également le recouvrement des coûts d'achats d'électricité de 90 millions de dollars, comme il est décrit ci-après à la rubrique «Achats d'électricité». L'incidence des augmentations des tarifs et des coûts d'achats d'électricité a été en partie contrebalancée par une diminution de 5 millions de dollars des produits tirés du tarif de distribution liée à une demande moins importante, de même que par une baisse minime des produits secondaires.

Achats d'électricité

Les coûts d'achats d'électricité engagés dans nos activités de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la SIERÉ et les frais de transport prélevés par la SIERÉ. Du 1er avril 2004 au 31 mars 2005, pour certains petits consommateurs et consommateurs désignés, le prix de l'électricité était fondé sur une structure tarifaire provisoire à deux niveaux. Cette structure a par la suite été remplacée par la grille tarifaire réglementée (GTR) de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils ajustés deux fois par année. Les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR continuent de payer l'électricité au prix du marché, rajusté pour tenir compte de la différence entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la structure tarifaire provisoire et de la GTR ayant une incidence sur 2005 et 2006 est présenté ci-dessous.

Sommaire de la structure tarifaire provisoire et de la GTR

		Niveau seuil (kWh par mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Structure	Entrée en vigueur	Clients résidentiels	Clients non résidentiels	Premier niveau	Deuxième niveau
Provisoire	1er avril 2004	750	750	4,7	5,5
GTR	1er avril 2005	750	750	5,0	5,8
GTR	1er novembre 2005	1 000	750	5,0	5,8
GTR	1er mai 2006	600	750	5,8	6,7
GTR	1er novembre 2006	1 000	750	5,5	6,4

En 2006, les coûts d'achats d'électricité ont augmenté de 90 millions de dollars, ou de 4 %, pour atteindre 2 221 millions de dollars en regard de l'exercice précédent. L'augmentation de nos coûts d'achats d'électricité est principalement imputable aux coûts plus élevés de 189 millions de dollars découlant de la GTR de la CEO pour les clients résidentiels et autres clients admissibles, jumelés à l'incidence de 2005 de l'*Ontario Price Credit* ponctuel accordé aux clients admissibles à la GTR conformément à un nouveau règlement publié en octobre 2005. Ce crédit de 140 millions de dollars a été accordé aux clients admissibles à la GTR en 2005 pour tenir compte d'un coût d'électricité moins élevé que le prix fixé pour la période du 1er avril 2004 au 31 mars 2005. Ces augmentations ont été en partie contrebalancées par une baisse du prix de l'électricité sur les marchés de gros de 137 millions de dollars pour les clients qui ne sont pas admissibles à la GTR et une réduction des frais de service du marché de gros de l'électricité prélevés par la SIERÉ de 55 millions de dollars. Le solde de la diminution de 47 millions de dollars est attribuable à une demande d'électricité moins importante.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent essentiellement de la main-d'œuvre, des matières, de l'équipement et des services achetés pour soutenir l'exploitation et l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces coûts comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2006	2005	Variation en $	Variation en %
Transport	390	353	37	10
Distribution	460	413	47	11
Divers	30	26	4	15
	880	792	88	11

Transport

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées afin de soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont augmenté de 37 millions de dollars, ou de 10 %, en 2006 par rapport à l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'effectuer les investissements nécessaires afin d'assurer l'exploitation sûre et fiable de notre réseau de transport installé, en mettant surtout l'accent sur les actifs d'une importance critique pour la production et l'approvisionnement ininterrompu d'électricité à nos clients. Les besoins associés aux programmes de travaux ont augmenté d'environ 32 millions de dollars pour l'exercice considéré, principalement en raison de la hausse des dépenses d'entretien des postes, y compris l'attention portée à nos autotransformateurs de 750 MVA, une augmentation de la charge liée aux avantages sociaux découlant d'une réduction du taux d'actualisation utilisé dans le calcul actuariel du coût des prestations, une augmentation du coût des matières et des combustibles et l'incidence d'une interruption de travail en 2005. D'autres coûts de soutien ont augmenté minimalement de 5 millions de dollars en 2006 par rapport à l'exercice précédent. Les besoins en technologie de l'information plus élevés pour l'exercice considéré, jumelés à l'incidence des recouvrements de l'exercice précédent liés à des règlements d'assurance et au recouvrement de mauvaises créances, ont été en grande partie contrebalancés par les réductions de coûts de l'exercice considéré liées à un règlement négocié à l'égard des impôts fonciers.

Distribution

Les dépenses d'exploitation, d'entretien et d'administration nécessaires pour maintenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 47 millions de dollars, ou de 11 %, comparativement à l'exercice précédent. Les besoins associés aux programmes de travaux ont augmenté d'environ 50 millions de dollars, surtout au sein de nos programmes de lignes et de service à la clientèle. Ces augmentations reflètent les efforts liés au rétablissement du réseau à la suite de tempêtes destructrices successives, particulièrement au troisième trimestre. En 2006, nous avons subi dix tempêtes importantes, comparativement à quatre en 2005. Par conséquent, nos dépenses de réparations et d'entretien liées à nos activités de distribution ont augmenté d'environ 13 millions de dollars pour s'établir à 21 millions de dollars. De plus, nos dépenses annuelles liées à nos programmes de travaux ont subi l'incidence des hausses du coût des combustibles, des hausses de coûts connues dans nos activités de transport, de même que l'incidence du conflit de travail de l'exercice précédent. Les autres coûts engagés au titre du soutien de nos programmes de travaux en matière de distribution ont diminué d'environ 3 millions de dollars, principalement en raison de la réaffectation des ressources vers notre programme d'investissement plus important cette année, en partie contrebalancés par l'incidence de besoins accrus en matière de technologie de l'information.

Amortissement

La dotation aux amortissements a augmenté de 28 millions de dollars, ou de 6 %, pour s'établir à 515 millions de dollars pour l'exercice considéré. La dotation aux amortissements a été plus élevée de 10 millions de dollars par rapport à 2005, surtout en raison de la mise en service de nouveaux actifs, conformément à nos programmes continus d'ajout d'immobilisations. D'un exercice à l'autre, l'amortissement des actifs réglementaires et autres a augmenté de 18 millions de dollars. Cette augmentation est principalement imputable à l'amortissement accru de nos actifs réglementaires en raison de la décision du 12 avril 2006 de la CEO approuvant le recouvrement de certains actifs réglementaires.

Charges de financement

Les charges de financement ont baissé de 30 millions de dollars, ou de 9 %, pour s'établir à 295 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Une tranche d'environ 25 millions de dollars de cette réduction est attribuable à un taux d'intérêt moyen moins élevé sur l'encours de notre dette à long terme. De plus, nous avons capitalisé pour environ 5 millions de dollars d'intérêt supplémentaires cette année, principalement en raison de dépenses en immobilisations plus élevées.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, nous effectuons des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (SFIÉO) et au même titre que si nous étions assujettis aux impôts fédéral et provincial des sociétés. Nous comptabilisons nos paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés au moyen de la méthode des impôts exigibles pour nos entreprises réglementées, tandis que nous utilisons la méthode axée sur le bilan pour calculer la provision pour impôts de nos entreprises non réglementées.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a diminué de 19 millions de dollars, ou de 10 %, pour s'établir à 179 millions de dollars en 2006 comparativement à 2005. Une tranche d'environ 17 millions de dollars de cette réduction est attribuable au bénéfice imposable moins élevé de l'exercice considéré. L'économie d'impôts d'environ 30 millions de dollars constatée au premier trimestre de 2006 liée au recouvrement d'impôts sur les bénéfices des sociétés d'exercices antérieurs, a été en partie contrebalancée par l'incidence de l'économie d'impôts de 21 millions de dollars réalisée au deuxième trimestre de l'exercice précédent, liée à l'utilisation de pertes reportés d'une de nos filiales. Les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés ont aussi été réduits en raison des modifications fiscales entrées en vigueur au cours du deuxième trimestre de 2006 portant sur l'élimination de l'impôt des grandes sociétés du gouvernement fédéral et l'augmentation des taux d'amortissement fiscal. Ces incidences ont été en partie contrebalancées par les impôts exigibles sur les produits reportés tirés du transport, en raison surtout de la décision de la CEO d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices.

Bénéfice net

Le bénéfice net de 455 millions de dollars a été moins élevé de 28 millions de dollars, ou de 6 %, comparativement aux résultats de 2005. Notre bénéfice net pour l'exercice reflète des dépenses plus élevées nécessaires à l'exploitation et à l'entretien de nos réseaux de transport et de distribution, particulièrement en raison des tempêtes destructrices que nous avons connues cette année, jumelées à des produits tirés des tarifs du transport découlant d'une demande moins importante et de l'incidence du mécanisme de partage des bénéfices de la CEO. L'incidence de ces facteurs a été en partie contrebalancée par la hausse des produits tirés des tarifs de distribution associée aux augmentations de tarifs approuvées par la CEO, et par une baisse minime de notre taux d'imposition réel. Cette baisse du taux d'imposition s'explique principalement par l'importance relative des économies d'impôts comptabilisées au cours du premier trimestre de 2006 et au cours du deuxième trimestre de 2005.

Résultats d'exploitation trimestriels

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période du 31 mars 2005 au 31 décembre 2006. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les rajustements, consistant uniquement en rajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	2006				2005			
Trimestres terminés les	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars	31 déc.	30 sept.	30 juin	31 mars
Total des produits[1,2]	1 142	1 165	1 078	1 160	1 025	1 179	1 018	1 194
Bénéfice net[1]	101	103	99	152	104	133	115	131
Bénéfice net attribuable à l'actionnaire ordinaire[1]	96	99	94	148	99	129	110	127

[1] La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice net liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

[2] En vertu d'un nouveau règlement édicté en octobre 2005, les clients admissibles à la GTR ont reçu un crédit ponctuel reflétant un coût d'électricité moins élevé que le prix fixé entre le 1er avril 2004 et le 31 mars 2005. Au cours du quatrième trimestre de 2005, les produits et le coût de l'électricité ont été réduits de 140 millions de dollars environ. L'application du crédit ponctuel n'a pas entraîné de rajustement du bénéfice net.

Situation de trésorerie et sources de financement

Nos principales sources de financement et de liquidités sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement auprès des banques. Ces sources servent à répondre à nos besoins de financement qui continuent d'inclure les dépenses en immobilisations, le service et le remboursement de notre dette, les paiements liés à nos ententes d'impartition, les activités d'investissement ainsi que les dividendes.

Sommaire des sources et des utilisations des liquidités

Exercices terminés les 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Activités d'exploitation	896	1,169
Activités de financement		
Dette à long terme émise	775	500
Dette à long terme remboursée	(589)	(648)
Billets à court terme à payer	60	(40)
Dividendes versés	(350)	(291)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(823)	(691)
Autres activités de financement et d'investissement	11	1
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(20)	–

Activités d'exploitation

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation se sont élevés à 896 millions de dollars, en baisse de 273 millions de dollars en regard de 2005. Cette diminution reflète principalement l'incidence, sur nos besoins en fonds de roulement, de l'*Ontario Price Credit* de 140 millions de dollars consenti aux clients admissibles à la GTR au début de 2006, dont le financement nous a été fourni par la SIERÉ à la fin de 2005. Nos besoins en fonds de roulement ont également subi l'incidence des prix de l'électricité plus élevés facturés aux clients admissibles à la GTR en 2006, des changements survenus dans le calendrier des versements d'impôt et de la variation des soldes des créditeurs liés à nos programmes de travaux.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie d'exploitation et de notre programme de papier commercial, en vertu duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 milliard de dollars de billets à court terme dont l'échéance est inférieure à 365 jours. Le programme de papier commercial est soutenu par une facilité de crédit renouvelable consentie de 750 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire, qui arrive à échéance en août 2007 et est assortie d'une option de prorogation de deux ans. Au 31 décembre 2006, l'encours de nos billets à court terme s'élevait à 60 millions de dollars. Les liquidités à court terme en vertu de ce programme et les flux de trésorerie d'exploitation prévus devraient suffire à financer nos besoins d'exploitation normaux. Au 31 décembre 2006, l'encours de notre dette à long terme s'établissait à 5 270 millions de dollars, y compris la tranche échéant à moins d'un an. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de capitaux d'emprunt, notamment notre programme de billets à moyen terme. Nos billets et débentures arrivent à échéance entre 2007 et 2046. Nous comptons refinancer la dette arrivant à échéance, principalement par l'intermédiaire de notre programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital des titres pouvant être émis en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars, dont le solde de 1 725 millions de dollars reste actuellement disponible jusqu'en juillet 2007.

En 2006, Dominion Bond Rating Service Inc. a augmenté la note de crédit de notre dette à long terme, qui est passée de A avec tendance positive à A (élevé) avec tendance stable. La note de crédit de notre dette à court terme a été relevée, passant de R-1 (bas) à R-1 (moyen). Nos notes de crédit sont les suivantes :

	Note	
Agence d'évaluation du crédit	Dette à court terme	Dette à long terme
Standard & Poor's Ratings Services Inc.	A-1	A
Dominion Bond Rating Service Inc.	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3

Des clauses restrictives d'usage sont habituellement associées à la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme établissent le plafond d'emprunt en tant que pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. La convention de crédit qui soutient notre facilité de crédit de 750 millions de dollars ne comporte aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, la convention de crédit exige que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. La convention prévoit également que la dette ne peut dépasser 75 % du total de la structure du capital et que la dette émise par nos filiales ne peut dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Nous respectons toutes ces clauses restrictives et limites.

Au cours de 2006, nous avons émis 775 millions de dollars de dette à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé 589 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. Par comparaison, au cours de 2005, nous avons émis 500 millions de dollars en dette dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme et nous avons remboursé 648 millions de dollars de la dette à long terme arrivant à échéance. En 2006, nous avons augmenté le montant de nos billets à court terme de 60 millions de dollars comparativement à une diminution de 40 millions de dollars en 2005.

En 2006, nous avons versé à la province des dividendes de 350 millions de dollars comprenant des dividendes sur actions ordinaires de 332 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2005, nous avons versé des dividendes sur actions ordinaires de 273 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars. En 2006, les dividendes au comptant par action ordinaire s'élevaient à 3 320 $ comparativement à 2 730 $ par action ordinaire en 2005. Les dividendes au comptant par action privilégiée se sont établis à 1,375 $ en 2006 et 2005.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré de notre conseil d'administration et sont recommandés en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie, des attentes des actionnaires, du montant du bénéfice net et du moment. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers intermédiaires sont habituellement déclarés et versés au cours du premier trimestre suivant.

Activités d'investissement

Les flux de trésorerie affectés aux activités d'investissement, représentant surtout les dépenses en immobilisations affectées à l'amélioration et au renforcement de nos réseaux de transport et de distribution dans l'intérêt public, se sont présentés comme suit :

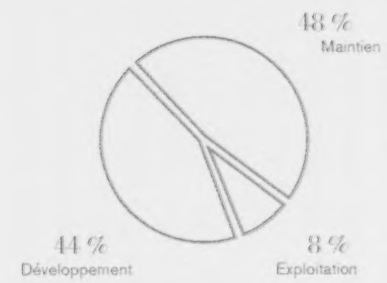
Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005	Variation en $	Variation en %
Transport	402	349	53	15
Distribution	417	338	79	23
Divers	4	4	–	–
	823	691	132	19

Transport

Les dépenses en immobilisations de transport ont augmenté de 53 millions de dollars en 2006 pour s'établir à 402 millions de dollars, comparativement à 2005. Les dépenses visant à agrandir et à renforcer le réseau de transport ont été de 179 millions de dollars, soit 54 millions de dollars de plus qu'à l'exercice précédent. Cette hausse des investissements dans le développement reflète surtout des dépenses plus élevées relatives aux exigences liées à la production et aux raccordements de clients pour l'exercice considéré. Nos dépenses liées à la production comprennent une importante reconfiguration de notre poste de transformation Lambton afin de permettre la connexion d'une nouvelle source de production alimentée au gaz naturel. La hausse des travaux de raccordements de clients comprend la construction d'un nouveau poste de transformation pour répondre à la croissance de la région de Simcoe ainsi que des travaux d'amélioration du poste de transformation de la région de Durham. Nos dépenses liées au développement comprennent aussi deux projets cruciaux visant l'amélioration du débit d'électricité en réponse à l'accroissement des besoins : le projet de renforcement Niagara, lequel permettra de renforcer le réseau de transport dans la région du Niagara et d'accéder à de nouvelles sources de production, et notre projet de câbles souterrains dans le centre-ville de Toronto, qui prévoit la construction de deux circuits de câbles souterrains visant à consolider nos installations de transport d'électricité. Notre projet de renforcement Niagara est pratiquement terminé. Son achèvement continue d'être retardé en raison d'un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Des discussions se poursuivent entre les peuples autochtones et les différentes entités gouvernementales concernées. Une fois l'accès au site retrouvé et après en avoir évalué l'état, nous devrions pouvoir achever le projet en six semaines. En 2005, la construction du poste de transformation de Parkway et la remise en état de celui de Cooksville ont été en grande partie achevées. Ces deux projets ont été réalisés en vue de la fermeture de la centrale de Lakeview.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport actuel se sont établies à 192 millions de dollars, ce qui représente une légère baisse de 1 million de dollars comparativement à l'exercice précédent. Des dépenses de maintien additionnelles ont été consenties pour le remplacement des équipements endommagés par les tempêtes et l'achat de nouveaux transformateurs. L'incidence de ces besoins, jumelée à l'effet de l'interruption de travail de l'exercice précédent, ont été en grande partie contrebalancés par la baisse des dépenses d'ingénierie et de construction liées à la remise en état et au remplacement de lignes, de postes de transport et d'actifs de télécommunication parvenus à la fin de leur vie utile. Les autres dépenses en immobilisations de transport se sont établies à 31 millions de dollars, soit au même niveau qu'à l'exercice précédent.

Dépenses en immobilisations de transport de 2006

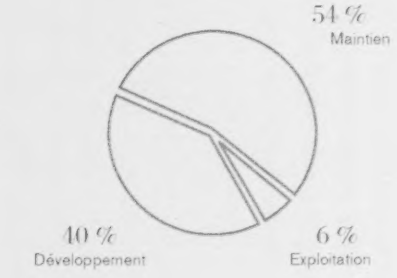


Distribution

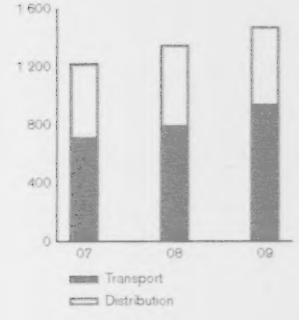
Les dépenses en immobilisations de distribution ont augmenté de 79 millions de dollars pour s'établir à 417 millions de dollars en 2006, comparativement à l'exercice précédent. Les dépenses engagées pour maintenir le réseau à basse tension se sont établies à 225 millions de dollars, soit une augmentation de 63 millions de dollars par rapport à 2005. Cette augmentation découle principalement de dépenses plus élevées liées aux tempêtes pour remplacer des actifs endommagés. D'un exercice à l'autre, les dépenses en immobilisations associées aux réparations résultant de tempêtes se sont élevées à 62 millions de dollars, soit une hausse de 36 millions de dollars. En raison des tempêtes importantes survenues pendant l'exercice considéré, nous avons remplacé plus de 1 600 poteaux de distribution et plus de 200 kilomètres de lignes. La hausse des dépenses de maintien traduit aussi le nombre accru de remplacements prévus d'actifs parvenus à la fin de leur vie utile, de remplacements d'actifs non prévus, de réinstallations de lignes ainsi que l'incidence de l'interruption de travail de l'exercice précédent.

Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 167 millions de dollars, soit une augmentation de 20 millions de dollars comparativement à l'exercice précédent. Cette hausse reflète principalement le déploiement de compteurs intelligents au cours de l'exercice. Nos autres dépenses en immobilisations de distribution ont diminué de 4 millions de dollars pour s'établir à 25 millions de dollars.

Dépenses en immobilisations de distribution de 2006



Dépenses en immobilisations futures
(en millions de dollars CA)



Dépenses en immobilisations futures

Pour 2007, le budget de nos dépenses en immobilisations est fixé à environ 1,25 milliard de dollars, soit une augmentation de plus de 400 millions de dollars par rapport à 2006. Les budgets d'investissement de 2007 pour nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 700 millions de dollars et 500 millions de dollars. Comme l'indique le graphique ci-contre, les dépenses en immobilisations devraient s'établir à environ 1,35 milliard de dollars en 2008 et à 1,5 milliard de dollars en 2009, reflétant surtout la hausse des investissements dans l'infrastructure de transport requise. Dans leur ensemble, les niveaux d'investissement traduisent les besoins relatifs à l'infrastructure de transport conformes aux documents de travail de l'OPA et les besoins de notre réseau de transport vieillissant, compte tenu du défi continu que représente un approvisionnement tout juste suffisant. Ces investissements faciliteront un approvisionnement suffisant et fiable en électricité dans l'intérêt public. Les niveaux d'investissement reflètent aussi le déploiement à grande échelle de compteurs intelligents au sein de nos entreprises de distribution à compter de 2007. Le remplacement de systèmes cruciaux de technologie de l'information est aussi envisagé. Le budget des dépenses en immobilisations de nos autres secteurs d'activité est fixé à environ 20 millions de dollars en 2007, surtout en raison de la mise en œuvre d'un réseau de fibres optiques réservé visant à fournir une connexité sécuritaire de grande capacité dans de nombreux établissements de soins de santé en Ontario.

Transport

Les dépenses en immobilisations de transport devraient être importantes pendant la période de 2007 à 2009, s'élevant à près de 2,4 milliards de dollars. Notre plan d'investissement comprendra de nouvelles mesures visant le développement et l'amélioration de l'approvisionnement, y compris l'agrandissement du réseau, les besoins en matière de production et les raccordements. Le programme de transport continue aussi d'être axé sur les actifs cruciaux, soit les actifs de transport qui sont essentiels aux installations de production et à l'approvisionnement sans restriction d'électricité à notre clientèle.

La composante développement de notre plan d'investissement en matière de transport comprend des améliorations au réseau de transport dans la péninsule Bruce pour permettre l'ajout d'une nouvelle production éolienne et d'une production nucléaire réaménagée : le renforcement du transport dans la région du Grand Toronto, le sud de la baie Georgienne, Woodstock et le Midtown Toronto, et une nouvelle interconnexion avec Hydro Québec. Les mesures prises par la province et l'OPA ont mené au développement de plusieurs nouveaux projets de production et nous consentons des investissements pour en permettre la connexion au réseau de transport. Les principales connexions comprennent d'importantes nouvelles unités de production alimentées au gaz naturel à Sarnia, dans la région du Grand Toronto – Ouest et dans le centre-ville de Toronto, ainsi que plusieurs nouveaux parcs éoliens. Plusieurs projets comportent des dates butoirs qui ne pourront être respectées si les approbations sont retardées jusqu'après la publication du plan intégré du réseau d'électricité. À ce titre, nous avons entamé le processus nécessaire pour présenter des demandes d'autorisation de construire auprès de la CEO et pour obtenir d'autres approbations au besoin.

Le plan d'investissement comprend en outre des dépenses accrues au chapitre du programme de gestion du remplacement et de la remise en état de notre infrastructure de transport vieillissante. Les investissements dans les actifs cruciaux assurent un approvisionnement fiable d'électricité dans toute la province. Grâce à des programmes de remplacement de composantes cibles, comme l'appareillage de connexion isolé au gaz naturel, des disjoncteurs à air et des autotransformateurs de 750 MVA, nous prévoyons une amélioration de la performance, ce qui devrait atténuer les risques à l'intégrité du réseau.

Au niveau local, nous continuons de traiter de façon proactive les besoins en approvisionnement de notre clientèle, de manière à répondre à l'augmentation de la charge. En ce qui a trait aux projets devant fournir un approvisionnement fiable en électricité aux collectivités, la participation et le soutien des entreprises visées de distribution locale à titre de partenaires dans des études de planification communes et au cours des processus de consultation et d'approbation continuent d'être essentiels. Parmi les projets mis en œuvre pour répondre aux besoins grandissants de notre clientèle, on retrouve de nouveaux postes de transformation servant le Essex County et le Simcoe County, et des agrandissements de postes de transformation servant Brampton, Kingston et Red Lake. Des investissements ciblés sur la performance au point de livraison de la clientèle, la qualité de l'électricité et nos réseaux de 115 kV et de 230 kV entraîneront une fiabilité accrue.

Le calendrier de bon nombre de projets de développement et autres est incertain parce qu'ils dépendent des besoins et, dans certains cas, nécessitent des approbations de divers organismes de réglementation, ainsi que des négociations et des consultations avec la clientèle, les services publics voisins et d'autres intéressés. Nous ne consentirons pas d'importantes dépenses en immobilisations sans l'espérance raisonnable de les recouvrer par le truchement de nos tarifs.

Distribution

Conformément à nos demandes de tarif de distribution approuvées de 2006, le budget des dépenses en immobilisations pour la période de 2007 à 2009 s'élève à environ 1,7 milliard de dollars. Ce montant comprend les dépenses de développement principal et les travaux de maintien, de même que notre programme de compteurs intelligents. Notre travail sera principalement axé sur les nouveaux raccordements, les appels de service et les dommages causés par les tempêtes, le remplacement des poteaux en bois et le renforcement de la capacité du réseau. Compte tenu des mesures visant à promouvoir les technologies d'énergie renouvelable, nous prévoyons aussi une activité accrue en matière de raccordement de nouveaux producteurs, ce qui pourrait se traduire par le besoin d'apporter des modifications plus importantes au réseau.

Notre plan d'investissement comprend l'installation à grande échelle de compteurs intelligents. Pour la période comprise entre 2007 et 2010, nous prévoyons en installer plus de 1 million dans l'ensemble du territoire que nous servons. Conformément à la politique du gouvernement, la totalité de notre clientèle résidentielle et des petites entreprises devra être pourvue d'un compteur intelligent d'ici 2010. Dans l'ensemble, on s'attend à ce que les coûts liés à ce projet soient importants. Nous prévoyons investir environ 75 millions de dollars relativement à notre programme de compteurs intelligents en 2007 et installer 240 000 unités. À la demande de la province, nous réévaluerons le déploiement du programme et les coûts connexes pour la période comprise entre 2008 et 2010.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants :

Au 31 décembre 2006

(en millions de dollars canadiens)	Total	2007	2008/2009	2010/2011	Après 2011
Obligations contractuelles (échéances annuelles) :					
Billet à court terme à payer	60	60	–	–	–
Dette à long terme – remboursements de capital	5 270	395	900	650	3 325
Dette à long terme – paiements d'intérêts	4 769	291	524	448	3 506
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[1]	496	110	192	178	16
Engagements en vertu de contrats de location – exploitation	16	5	9	1	1
Total des obligations contractuelles	10 611	861	1 625	1 277	6 848
Autres engagements commerciaux (par année d'échéance) :					
Ligne de crédit bancaire[2]	750	750	–	–	–
Lettres de crédit[3]	118	118	–	–	–
Garanties[3]	275	275	–	–	–
Régime de retraite[4]	8	8	–	–	–
Total des autres engagements commerciaux	1 151	1 151	–	–	–

[1] Le 1er mars 2002, Inergi a commencé à nous fournir divers services en vertu d'une entente de dix ans, dont des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services touchant les ressources humaines et les finances.

[2] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 750 millions de dollars auprès d'un syndicat bancaire pour une durée de 364 jours échéant en août 2007, assortie d'une option de prorogation de deux ans.

[3] Nous avons émis des lettres de crédit bancaire dont l'encours s'élève actuellement à 93 millions de dollars relativement à des ententes sur la rémunération de retraite. Nous avons aussi offert des sûretés à la SIERÉ, comme l'exigent les règles du marché, moyennant l'émission de lettres de crédit bancaires de 22 millions de dollars et de garanties de la société mère de 275 millions de dollars. Actuellement, le montant du soutien de prudence sous forme de lettres de crédit bancaires que nous fournissons à la SIERÉ est fondé sur notre note de solvabilité à long terme la plus élevée, qui se situe dans la catégorie «Aa». Le montant des lettres de crédit bancaires que nous fournissons devrait être augmenté si notre notation la plus élevée se détériorait. Par exemple, si notre note tombait dans la catégorie «A», le montant des lettres de crédit bancaires exigé pour respecter notre obligation de soutien de prudence équivaudrait à 1,7 fois notre montant actuel, et si nos notes tombaient dans la catégorie «BBB», le montant des lettres de crédit bancaires nécessaire pour respecter notre obligation de soutien de prudence équivaudrait à 3,3 fois le montant actuel. Le reste des montants inclus dans les lettres de crédit a trait à des lettres de crédit d'exploitation et à des garanties.

[4] Les cotisations à la caisse de retraite sont effectuées un mois à terme échu. Les cotisations après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle en vigueur le 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Selon les présents facteurs, nous estimons actuellement que nos cotisations annuelles au régime de retraite pour 2007 et par la suite pourraient atteindre 100 millions de dollars.

Les montants relatifs à la dette à long terme figurant dans le tableau ci-dessus ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. L'intérêt associé à cette dette est compris dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations. Les paiements à l'égard des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont comptabilisés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration dans notre état des résultats ou dans nos dépenses en immobilisations.

Opérations entre parties liées

Les opérations entre parties liées sont principalement composées de nos produits tirés du transport et de nos achats d'électricité auprès de la SIERÉ, qui est une partie liée en raison de son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations d'un exercice à l'autre de ces montants sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achats d'électricité. D'autres opérations importantes entre parties liées comprennent nos dividendes qui sont versés à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la SFIÉO.

Gestion du risque et facteurs de risque

Nous comptons un programme de gestion du risque d'entreprise qui vise l'équilibre entre les risques commerciaux et le rendement. Une méthode à l'échelle de la société permet de gérer les risques financiers et stratégiques ainsi que les risques liés à l'exploitation et à la réglementation et de les aligner sur nos objectifs d'affaires stratégiques.

Bien que nous croyions que la gestion du risque incombe à tous les employés, le comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration a reçu le mandat d'examiner annuellement la tolérance au risque de notre société, son profil de risque et l'état du cadre de contrôle interne. Notre président et chef de la direction a la responsabilité ultime de la gestion du risque. Notre équipe de direction de Hydro One, relevant directement du président et chef de la direction, surveille pour la haute direction le risque que court la société. Notre chef du risque est chargé de surveiller et d'examiner régulièrement notre profil de risque et nos pratiques, et notre chef des finances, d'assurer que le programme de gestion du risque fait partie intégrante de notre stratégie, de notre planification et de nos objectifs. Toutes nos filiales, de même que les principales fonctions spécialisées et les principaux services locaux, doivent procéder à une évaluation officielle du risque et élaborer une stratégie d'atténuation du risque.

Notre chef du risque appuie le comité de vérification et des finances, le président et chef de la direction et le chef des finances. Il s'assure notamment de la coordination des politiques et des programmes sur le risque, de l'établissement de seuils de tolérance au risque ainsi que de la préparation des évaluations du risque et des profils de risque, et il soutient les cadres hiérarchiques et fonctionnels dans l'accomplissement de leurs responsabilités. Il incombe au personnel de la vérification interne d'effectuer les examens indépendants de l'efficacité des politiques, des processus et des systèmes de gestion du risque.

Propriété de la province d'Ontario

La province possède la totalité de nos actions en circulation. Par conséquent, la province a le pouvoir de déterminer la composition de notre conseil d'administration et d'en nommer le président, et peut donc influer directement sur nos principales décisions d'affaires et d'entreprise. Des conflits d'intérêt peuvent survenir en raison de l'obligation de la province d'agir dans le meilleur intérêt des résidents de l'Ontario à l'égard d'un grande nombre de questions, y compris la réglementation de l'industrie de l'électricité et les questions environnementales, toute cession ou opération future par la province relativement à sa participation dans notre entreprise et le calcul du montant des dividendes ou des montants en remplacement des impôts. Nous pourrions être dans l'incapacité de résoudre un conflit potentiel avec la province selon des modalités que nous jugerions satisfaisantes.

Risque lié à la réglementation

Nous sommes soumis au risque lié à la réglementation, y compris l'approbation par la CEO des tarifs pour nos activités de transport et de distribution offrant la possibilité raisonnable de recouvrer les coûts estimatifs de la prestation du service en temps opportun et de réaliser les taux de rendement approuvés.

Le 12 septembre 2006, Hydro One Networks a déposé auprès de la CEO sa demande et sa preuve à l'appui de ses besoins de revenus de transport pour 2007 et 2008 fondées sur une structure du capital à composante capitaux propres plus importante et un rendement des capitaux propres plus élevé. Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration ont augmenté avec le temps et nos tarifs de transport ont augmenté, reflétant des dépenses prudentes depuis l'établissement initial des tarifs de transport. Toutefois, il existe le risque que ces augmentations soient rejetées par la CEO. Toute dépense en immobilisations rejetée sera imputée aux résultats d'exploitation de la période pendant laquelle la CEO rendra sa décision. Le financement insuffisant de nos activités de transport pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats financiers et sur le rendement d'exploitation du réseau de transport.

La CEO approuve nos tarifs de transport et de distribution d'après les niveaux projetés de charge électrique et de consommation. Si la charge ou la consommation réelle se révélait inférieure aux niveaux projetés, notre taux de rendement pour l'une ou l'autre de ces entreprises, ou les deux, pourrait s'en ressentir. De plus, nos besoins de revenus actuels pour ces entreprises sont fondés sur des hypothèses de coûts qui pourraient ne pas se concrétiser. Rien ne garantit que la CEO autorisera des hausses tarifaires suffisantes pour neutraliser l'incidence financière défavorable de changements non prévus de la demande d'électricité ou de nos coûts.

Notre charge pourrait aussi subir l'incidence négative du succès des programmes de conservation et de gestion de la demande. Les exigences actuelles des programmes de conservation et de gestion de la demande prévoient une réduction de 5 % de la demande de pointe d'électricité prévue en Ontario d'ici 2007, ce qui pourrait réduire de façon importante nos produits, particulièrement les produits tirés du transport. La CEO a reconnu le besoin de compenser les entreprises de services publics pour toute perte de revenus découlant de ces programmes, mais l'approche, l'ampleur et l'échéancier d'un tel mécanisme de compensation n'ont pas encore été établis. Nous sommes aussi assujettis au risque de perte de revenus lié à d'autres facteurs. Par exemple, les récentes révisions du code des réseaux de transport de la CEO ont donné à certains clients le droit d'éviter certaines de nos installations de transport en construisant leurs propres actifs sous certaines conditions.

Il existe aussi un risque que nous soyons tenus d'investir dans des projets d'infrastructure de transport à grande échelle ou que nous devions engager des dépenses en immobilisations imprévues pour entretenir ou améliorer nos actifs et pour assurer la connexion de nouveaux actifs de production de tiers. La province a adopté des règlements nous autorisant à installer des compteurs intelligents, mais nous ne sommes actuellement autorisés à ne recouvrer que 30 cents des coûts connexes par le truchement des tarifs. Même si nous prévoyons que toutes ces dépenses seront entièrement recouvrables après examen par la CEO, toute décision réglementaire future de rejeter ou de limiter le recouvrement de ces coûts pourrait nuire à nos résultats.

Condition des actifs

Nous procédons au maintien continu de nos actifs pour fournir un service fiable et répondre aux besoins de notre clientèle. Toutefois, nos actifs installés sont vieillissants au point où leur entretien plus poussé, leur remise en état importante ou leur remplacement devient nécessaire. L'exécution de ces tâches représente un défi de plus en plus grand à mesure que les occasions de mise hors service de l'équipement en vue de ces travaux deviennent de plus en plus rares. Par conséquent, nous pourrions ne pas être en mesure d'achever les réparations et remplacements nécessaires de manière efficiente ou en temps opportun, ce qui pourrait avoir une incidence sur la fiabilité du transport et sur notre capacité à livrer suffisamment d'électricité.

Risque lié aux projets de transport

Des investissements importants doivent être consentis pour augmenter la capacité de transport et permettre la livraison fiable d'électricité à partir de sources de production existantes et de nouvelles sources aux consommateurs ontariens. Dans la plupart des cas, ces investissements sont assujettis à l'approbation de la CEO, et peuvent comprendre l'expropriation et, le cas échéant, nécessiter des approbations et consultations environnementales et des arrangements avec les Premières nations. La capacité d'effectuer ces investissements peut aussi subir l'incidence de l'opposition publique. Notre incapacité à consentir ces investissements nécessaires pourrait avoir une incidence négative importante sur la fiabilité de notre réseau de transport et sur notre capacité à livrer suffisamment d'électricité.

Risque lié aux tendances démographiques

Une tranche d'environ 25 % de nos employés seront admissibles à la retraite d'ici 2008. Nous prévoyons que le marché de la main-d'œuvre qualifiée pour notre secteur d'activité demeurera très concurrentiel dans les années à venir. Par conséquent, nous devons continuer à promouvoir nos programmes de formation et d'apprentissage et nos plans de succession pour s'assurer que nos besoins futurs en personnel opérationnel soient comblés. Notre incapacité à attirer et à maintenir un personnel qualifié en poste pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

Risque lié aux relations de travail

La grande majorité de nos employés sont représentés par le Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique («PWU») ou la Society of Energy Professionals (la «Société»). Les conventions collectives existantes avec le PWU et la Société expireront le 31 mars 2008. Nous courons des risques financiers liés à notre capacité de négocier des conventions collectives conformes à nos ordonnances tarifaires. En cas de conflit de travail, nous pourrions courir un certain risque lié à l'exploitation quant au respect continu des exigences relatives à notre permis d'assurer le service aux abonnés.

Risque environnemental

Nous sommes assujettis à une réglementation environnementale élaborée et en cas d'inobservation, nous pourrions faire l'objet d'amendes et autres pénalités. En outre, la présence ou l'émission de substances dangereuses ou autres pourraient donner lieu à des réclamations de tiers ou à des ordonnances gouvernementales exigeant des mesures précises de notre part comme la tenue d'une enquête, le contrôle et la mise en œuvre de mesures correctives à l'égard des effets de ces substances. Nous sommes actuellement engagés dans un programme volontaire d'évaluation et de remise en état de terrains touchant la plupart de nos postes et de nos centres de service. Nous courons aussi un risque lié à l'obtention d'approbations et de permis gouvernementaux et au renouvellement des approbations et permis existants liés à la construction ou à l'exploitation des installations. Ces obtentions ou renouvellements pourraient entraîner des évaluations environnementales ou l'imposition de conditions, ou les deux, lesquelles pourraient se traduire par des retards et des augmentations de coûts.

Des modifications futures apportées à la règlementation environnementale pourraient entraîner des changements importants à notre estimation des dépenses futures liées à l'achèvement de ce travail. Le 4 novembre 2006, Environnement Canada a publié de nouveaux projets de règlements régissant la gestion des diphényles polychlorés (BCP). La finalisation de ces projets de règlements est prévue plus tard en 2007. Nous avons estimé que les dépenses autres qu'en immobilisations nécessaires à la conformité à ces projets de règlements se situent entre 250 millions de dollars et 375 millions de dollars, montants qui excèdent ceux que nous avons déjà comptabilisés à titre de passifs environnementaux dans notre bilan. Si nécessaire, la plupart de ces dépenses additionnelles seront engagées entre 2013 et 2025. Aucune obligation n'a été comptabilisée dans les états financiers à l'égard de ces dépenses accrues en raison de l'incertitude continue relative à l'échéancier et au contenu de ces règlements finaux. Quoi qu'il en soit, les dépenses environnementales futures réelles peuvent différer considérablement des estimations servant au calcul des passifs environnementaux inscrits dans notre bilan. Nous ne disposons pas d'une couverture d'assurance à l'égard de ces dépenses environnementales.

Les scientifiques et les experts en santé publique étudient la possibilité que l'exposition aux champs électriques et magnétiques émanant des lignes d'électricité et d'autres sources électriques puisse causer des problèmes de santé. S'il devait être conclu que les champs électriques et magnétiques présentent un risque pour la santé, des litiges pourraient s'ensuivre, et nous pourrions être tenus de prendre des mesures d'atténuation coûteuses comme la relocalisation de certaines de nos installations, ou éprouver des difficultés à trouver des emplacements pour de nouvelles installations et à en construire.

Risque lié aux événements naturels imprévus et autres

Nos installations sont exposées aux effets de conditions climatiques sévères, de catastrophes naturelles et d'événements désastreux. Bien qu'étant construites, exploitées et entretenues de manière à résister à ces événements, nos installations pourraient ne pas y résister dans toutes les circonstances. Nous ne disposons pas d'une assurance contre les dommages causés à nos actifs situés à l'extérieur de nos postes de transport et de distribution. Les pertes de revenus, les coûts des réparations, les dommages causés et les réclamations de tiers pourraient être importants. Dans l'éventualité d'une importante perte non assurée, nous présenterions une demande de recouvrement auprès de la CEO. Toutefois, rien ne garantit que la CEO approuverait une telle demande.

Risque lié au financement par emprunt

Nous prévoyons emprunter pour rembourser notre dette existante et financer nos dépenses en immobilisations. Une tranche importante de notre dette existante vient à échéance entre 2007 et 2010. Nous prévoyons aussi engager des dépenses en immobilisations totalisant environ 1,25 milliard de dollars en 2007 et 1,35 milliard de dollars en 2008. Les flux de trésorerie d'exploitation, après le paiement des dividendes prévus, ne seront pas suffisants pour financer le remboursement de notre dette existante et nos dépenses en immobilisations futures. Notre capacité à obtenir un financement par emprunt suffisant et efficient pourrait subir l'incidence négative de nombreux facteurs, y compris l'environnement réglementaire en Ontario, nos résultats d'exploitation et notre situation financière, les conditions du marché, les notes de crédit attribuées à nos titres d'emprunt par les agences de notation et la conjoncture économique générale. Notre défaillance ou incapacité à emprunter des montants importants selon des modalités satisfaisantes pourrait entraver notre capacité à rembourser la dette arrivant à échéance, à financer des dépenses en immobilisations et à respecter d'autres obligations et engagements et, par conséquent, pourrait avoir une incidence négative sur nos activités.

Risque lié au régime de retraite

Nous offrons un régime de retraite enregistré à prestations déterminées à la majorité de nos salariés. Les cotisations versées sont fondées sur des évaluations actuarielles déposées auprès de la Financial Services Commission of Ontario trois fois par année. La prochaine évaluation sera préparée en date du 31 décembre 2006 et doit être déposée au plus tard le 30 septembre 2007. Avec prise d'effet le 1er janvier 2007, les cotisations qui doivent être versées dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportées aux prestations et des modifications apportées aux hypothèses actuarielles. Selon les facteurs actuels, nous estimons nos cotisations annuelles au régime de retraite pour 2007 et par la suite à environ 100 millions de dollars. Les coûts du régime de retraite sont assujettis à une approbation par la CEO. Le fait de ne pas obtenir l'approbation de la CEO pourrait nuire à nos résultats d'exploitation.

Risque lié au transfert d'actifs sur des terres indiennes

Les ordonnances de transfert au moyen desquelles nous avons acquis certaines entreprises d'Ontario Hydro au 1er avril 1999 n'ont pas entraîné le transfert du titre de propriété pour certains actifs situés sur des terrains appartenant à des bandes ou à des organisations autochtones en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). La SFIÉO détient actuellement ces actifs. Selon les modalités des ordonnances de transfert, nous avons été tenus de gérer ces actifs jusqu'à ce que nous ayons obtenu tous les consentements nécessaires pour finaliser le transfert du titre de propriété de ces actifs en notre faveur. Nous ne sommes pas en mesure de prévoir le total du montant que nous pourrions avoir à verser, sur une base annuelle ou ponctuelle, pour obtenir les consentements nécessaires. Toutefois, nous prévoyons devoir verser plus que le montant d'environ 850 000 $ par année que nous versons actuellement à ces bandes et organismes indiens. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir les consentements auprès de ces bandes et organismes indiens, la SFIÉO continuera de détenir ces actifs pour une durée indéterminée. Si nous ne sommes pas en mesure d'obtenir un règlement satisfaisant, nous pourrions devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits ou les remplacer à un coût qui pourrait être élevé. Ces coûts potentiels pourraient avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation si nous étions dans l'incapacité de les recouvrer par le truchement des ordonnances tarifaires futures.

Risque lié à la propriété de la province des corridors de transport

Bien que nous détenions le droit accordé par la loi d'utiliser les corridors de transport, nous pourrions être limités dans notre capacité d'agrandir nos réseaux. Aussi, d'autres utilisations des corridors de transport parallèlement à l'exploitation de nos réseaux pourraient augmenter les risques liés à la sécurité ou à l'environnement.

Risque lié à l'infrastructure de technologie de l'information

Notre capacité à exercer nos activités de manière efficiente dans le marché ontarien de l'électricité est en partie tributaire du développement, du maintien et de la gestion de systèmes complexes de technologie de l'information qui sont utilisés pour exploiter nos installations de transport et de distribution, de systèmes financiers et de facturation, de cueillette de données et de production en temps opportun de renseignements exacts utilisés par notre société. Une défaillance de ces systèmes pourrait avoir une incidence négative importante sur notre société.

Risque lié aux conventions d'impartition

Conformément à notre stratégie de réduction de nos charges d'exploitation, nous avons conclu, en 2002, une convention d'impartition de services avec Inergi. Si cette convention prend fin pour une raison ou pour une autre, nous pourrions être tenus d'engager des charges importantes afin de rétablir la totalité ou une partie des fonctions imparties, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur nos résultats d'exploitation.

Risque de marché et de crédit

Le risque de marché se rapporte essentiellement au risque de perte résultant des variations des prix, des taux de change et des taux d'intérêt. Nous ne sommes pas exposés au risque de prix et notre risque de change est actuellement négligeable, bien qu'il soit possible que nous émettions des titres d'emprunt libellés en devises dans l'avenir. Nous sommes exposés aux fluctuations des taux d'intérêt au cours du refinancement de notre dette à long terme arrivant à échéance. Nous estimons qu'une variation de 1 % des taux d'intérêt au refinancement de la dette à long terme échéant en 2007 et en 2008 aurait une incidence sur le bénéfice net respectivement d'environ 2 millions de dollars et 4 millions de dollars. Nous utilisons périodiquement des swaps de taux d'intérêt pour atténuer certains éléments du risque de taux d'intérêt.

Les actifs financiers comportent le risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit, puisque la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Nous surveillons et tentons de minimiser le risque de crédit en recourant à différentes techniques, y compris la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité élevée, en limitant le degré d'exposition total à des contreparties individuelles et en concluant des ententes cadres permettant un règlement au net. Nous ne négocions pas de dérivés dans le secteur de l'énergie. Nous avons actuellement un swap de taux d'intérêt en cours dont le notionnel est de 40 millions de dollars et dont la juste valeur est négligeable.

À l'heure actuelle, aucune concentration importante de risque de crédit à l'égard d'une catégorie d'actifs financiers n'a été relevée. Nous devons fournir de l'électricité pour le compte de détaillants concurrentiels et d'entreprises de distribution locale intégrées aux fins de revente à leurs clients. Les concentrations de risque de crédit en résultant sont atténuées grâce à divers accords de garantie, notamment des lettres de crédit, qui sont intégrées dans nos contrats de services avec ces détaillants conformément au code des règlements de détail de la CEO.

Estimations comptables critiques

La préparation de nos états financiers exige que nous fassions des estimations et posions des jugements qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, des produits et des charges et les informations correspondantes sur les éventualités. Nous fondons nos estimations et jugements sur notre expérience passée, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses que nous croyons raisonnables dans les circonstances, dont les résultats forment la base pour la formulation des jugements quant à la valeur comptable des actifs et des passifs ainsi que la détermination et l'évaluation de notre traitement comptable à l'égard des engagements et des éventualités. Les résultats réels peuvent différer de ces estimations et jugements en fonction des hypothèses ou de la conjoncture.

Nous pensons que les estimations comptables critiques suivantes comportent les estimations et les jugements les plus importants utilisés dans la préparation de nos états financiers :

Actifs et passifs réglementaires

Au 31 décembre 2006, les actifs réglementaires s'élevaient à 311 millions de dollars et avaient surtout trait au compte de report d'actif réglementaire (le «CRAR»), aux avantages complémentaires de retraite, aux coûts environnementaux et aux dépenses liées au programme de compteurs intelligents. Nous avons également inscrit des passifs réglementaires s'élevant à 473 millions de dollars au 31 décembre 2006. Ces montants ont principalement trait aux coûts de retraite, aux frais d'exportation et de transit et au mécanisme de partage des bénéfices tirés du transport. Ces actifs et passifs peuvent être considérés aux fins de la tarification et de la présentation de l'information financière seulement si la CEO prescrit le traitement réglementaire pertinent, comme elle l'a fait pour les actifs réglementaires au titre des avantages complémentaires de retraite, de l'environnemental et du CRAR ou si la prescription future par la CEO est jugée probable. La plupart des montants des actifs réglementaires ont été examinés par la CEO et jugés recouvrables.

À ce jour, conformément aux lignes directrices de la CEO, nos dépenses et recouvrements liés aux compteurs intelligents ont été comptabilisés dans les comptes d'actifs réglementaires. Le moment et le montant de l'inclusion de ces éléments dans notre état des résultats sont actuellement incertains et seront tributaires des décisions futures de la CEO ainsi que d'autres facteurs.

Si la direction juge qu'il n'est plus probable que la CEO inclura un actif ou un passif réglementaire dans l'établissement des tarifs futurs, l'actif ou le passif réglementaire en question sera constaté dans les résultats d'exploitation de la période pendant laquelle ce jugement est posé.

Passifs environnementaux

Nous comptabilisons les passifs selon la valeur actualisée des dépenses futures estimatives engagées pour régler les obligations liées à la contamination environnementale dont la responsabilité nous incombe depuis notre scission d'Ontario Hydro en 1999. Ces passifs sont classés dans deux principales catégories : la gestion des actifs contaminés aux BPC et des huiles minérales, et l'évaluation et la remise en état des terrains contaminés. Pour établir les montants qui doivent être comptabilisés à titre de passifs environnementaux, nous estimons le coût actuel des travaux et nous posons des hypothèses quant au moment où les dépenses futures seront réellement engagées pour obtenir des renseignements à l'égard des flux de trésorerie. Un taux d'inflation à long terme hypothétique de 2 % est utilisé pour traduire les coûts actuels estimatifs en dépenses futures. Ces dépenses ont été actualisées au moyen d'un taux d'actualisation de 6,25 %. La comptabilisation d'un passif relatif à de telles dépenses futures à long terme exige que plusieurs autres hypothèses soient posées, notamment à l'égard du nombre de sites contaminés et de la mesure dans laquelle ils le sont, et du nombre et du niveau de contamination d'actifs aux BPC. Tous les facteurs utilisés pour établir nos passifs environnementaux représentent les meilleures estimations de la direction. Il est toutefois raisonnablement possible que des facteurs comme le nombre ou le volume des actifs contaminés, les estimations actuelles des coûts, les hypothèses relatives à l'inflation, les flux de trésorerie annuels supposés diffèrent de manière importante de nos hypothèses. Les passifs environnementaux estimatifs font l'objet d'une révision annuelle ou lorsqu'une modification importante est apportée à la réglementation. Les modifications apportées aux estimations sont comptabilisées de manière prospective.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs que nous offrons aux salariés en service et à la retraite comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Conformément à nos ordonnances tarifaires, nous comptabilisons les coûts de retraite au moment où l'employeur verse ses cotisations à la caisse de retraite en vertu de la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Nos cotisations au régime de retraite s'élèvent à environ 80 millions de dollars par année pour la période allant de 2004 à 2006. Les cotisations versées après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles. Les coûts de retraite sont également présentés dans les notes afférentes aux états financiers selon la comptabilité d'exercice. Nous comptabilisons les coûts liés aux avantages complémentaires de retraite selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les charges à payer sont calculées par des actuaires indépendants selon la méthode de répartition des prestations au prorata des services et les hypothèses les plus probables de la direction. Les hypothèses sont déterminées par la direction en tenant compte des recommandations de nos actuaires.

Le rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite, de 6,75 % par année, est fondé sur les prévisions actuelles à l'égard des taux de rendement à long terme au début de l'exercice et reflète une composition de l'actif du régime de retraite conforme à la politique d'investissement de la caisse. Au cours de l'exercice, la composition cible de l'actif de la caisse a été modifiée de manière à prévoir une tranche de 62 % détenue dans des titres de participation, une tranche de 33 % détenue dans des titres à revenu fixe et une tranche de 5 % détenue sous forme d'autres actifs composés de fonds de couverture et de fonds fermés d'actions de sociétés. Les rendements des portefeuilles respectifs sont calculés en fonction des indices boursiers et des indices de bons du Trésor et d'obligations à long terme canadiens et américains officiels. Le taux de rendement hypothétique de l'actif du régime de retraite reflète nos prévisions à long terme. Nous sommes d'avis que cette hypothèse est raisonnable, car, étant donné la stratégie de placement équilibré de la caisse, la volatilité accrue du rendement des placements en actions est contrebalancée par la plus grande stabilité du rendement des placements à revenu fixe et à court terme. À long terme, il en résulte un rendement quelque peu inférieur qu'il ne l'aurait été si l'on avait investi uniquement dans des actions. En 2006, le rendement de l'actif du régime de retraite a dépassé cette hypothèse à long terme.

Le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé pour calculer les obligations au titre des prestations constituées est calculé à la fin de chaque exercice d'après les plus récents taux d'intérêt du marché publiés qui sont fondés sur les rendements des obligations de sociétés notées AA dont les échéances tiennent compte de la durée du régime d'avantages sociaux futurs. Au 31 décembre 2006, les taux d'actualisation ont été augmentés de 0,25 % par rapport à ceux en vigueur au 31 décembre 2005, parallèlement à des augmentations du rendement des obligations au cours de cette période. L'augmentation des taux d'actualisation a entraîné une diminution correspondante du passif.

Les coûts des avantages sociaux futurs autres que le régime de retraite sont calculés au début de l'exercice. Les coûts sont fondés sur des hypothèses relatives aux résultats techniques attendus et à l'inflation des coûts des soins de santé futurs. Une hausse de 1 % du coût des soins de santé donnerait lieu à une augmentation annuelle d'environ 13 millions de dollars du coût des prestations et des intérêts débiteurs de l'exercice.

Les avantages sociaux futurs figurent dans les coûts de main-d'œuvre, lesquels sont imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles. Les modifications apportées aux hypothèses influeront sur l'obligation au titre des prestations constituées des avantages sociaux futurs et sur les montants qui seront imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles au cours des exercices futurs.

Écart d'acquisition

Pour évaluer si l'écart d'acquisition est recouvrable, nous devons formuler des hypothèses à l'égard des flux de trésorerie futurs estimatifs et d'autres facteurs afin de déterminer la juste valeur de l'unité d'exploitation. Si ces estimations ou les hypothèses connexes venaient à changer, nous pourrions devoir comptabiliser une charge liée à la perte de valeur de l'écart d'acquisition. Un test de dépréciation de l'écart d'acquisition a été effectué au cours de 2006 et nous avons déterminé que l'écart d'acquisition n'avait subi aucune perte de valeur.

Nouvelles prises de position comptables

Transition vers les normes internationales d'information financière (IFRS)

Le 10 janvier 2006, le Conseil des normes comptables du Canada (le CNC) a ratifié un nouveau plan stratégique qui aura une incidence importante sur la présentation des informations financières au Canada. Pour les sociétés comme la nôtre, ce plan prévoit le remplacement des principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada par les IFRS au cours d'une période transitoire dont la durée prévue est de cinq ans. En juin 2006, le CNC a publié une mise à jour du plan de mise en œuvre détaillé lié à la convergence. Le plan prévoit la présentation de l'information financière selon les IFRS pour la première fois en 2011. À compter de cette date, les PCGR du Canada cesseront d'exister à titre de fondement distinct de la présentation de l'information financière des sociétés ouvertes. En raison de la complexité de la mise en œuvre de ce nouveau cadre comptable, nous avons entamé les préparatifs de transition en 2006.

Comptabilisation des activités à tarifs réglementés

Par suite de l'approbation de son nouveau plan stratégique visant l'adoption des IFRS, le CNC a procédé à l'examen de la portée de son projet à l'égard de la comptabilisation des activités à tarifs réglementés compte tenu du fait que les IFRS ne prévoient actuellement pas de traitement comptable spécial pour les entités à tarifs réglementés. Par conséquent, il est prévu que le CNC publiera un exposé-sondage au début de 2007 proposant le retrait de toute référence précise à la comptabilisation des activités à tarifs réglementés du *Manuel de l'Institut Canadien des Comptables Agréés* (ICCA). Il est prévu que le CNC permettra aux sociétés admissibles d'appliquer la norme comptable américaine pertinente (le Statement of Financial Accounting Standard 71 : *Accounting for the Effects of Certain Types of Rate Regulation* ou «SFAS 71»). Les sociétés assujetties à la réglementation de leurs tarifs seront admissibles à l'utilisation du SFAS 71 aussi longtemps qu'elles respecteront les critères précis énoncés dans cette norme comptable et aussi longtemps qu'elles l'appliqueront de la manière prévue par la norme américaine. Nous sommes d'avis que notre société respecte ces critères. L'application future du SFAS 71 aura une incidence sur nos états financiers. Les pratiques de la comptabilité d'exercice seront appliquées aux paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés, qui sont actuellement comptabilisés à l'aide de la méthode des impôts exigibles en raison de directives précises de la CEO. La différence entre la comptabilité d'exercice et la comptabilité à l'aide de la méthode des impôts exigibles sera reflétée au moyen de la constatation d'actifs réglementaires additionnels et, par conséquent, l'incidence sur nos résultats d'exploitation devrait être minime.

Instruments financiers

En 2005, l'ICCA a publié de nouvelles normes comptables, soit le chapitre 3855, «Instruments financiers – comptabilisation et évaluation», le chapitre 3865, «Couvertures», et le chapitre 1530, «Résultat étendu», du *Manuel*, dont la prise d'effet pour notre société est le 1er janvier 2007.

Ces normes exigent que la totalité des actifs financiers, y compris les dérivés, soient comptabilisés à leur juste valeur au bilan, à l'exception des prêts, des débiteurs et des placements classés comme détenus jusqu'à leur échéance, lesquels seront comptabilisés à leur coût après amortissement. De la même manière, la totalité des passifs financiers dérivés seront comptabilisés à leur juste valeur au bilan. Les autres passifs financiers seront comptabilisés à leur coût après amortissement.

Ces normes comprennent aussi la révision des exigences comptables à l'égard des couvertures et fournissent des directives à l'égard de la présentation du résultat étendu, qui comprend le bénéfice net et les autres éléments du résultat étendu. Toute efficacité de couverture sera immédiatement comptabilisée en résultat. Toute variation de la juste valeur de la tranche efficace des couvertures de flux de trésorerie sera comptabilisée dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à ce que l'actif ou le passif couvert ait une incidence sur l'état des résultats, moment où la variation connexe de la juste valeur du dérivé sera aussi comptabilisée en résultat. Les gains et les pertes latents sur la variation de la juste valeur des instruments de couverture des flux de trésorerie seront comptabilisés dans les autres éléments du résultat étendu jusqu'à leur constatation dans l'état des résultats, y compris tout solde de gain ou de perte reporté sur couverture de flux de trésorerie ayant pris fin avant la date de transition.

En raison de la nature de nos instruments financiers et de nos programmes d'emprunt, nous ne croyons pas que la transition vers les nouvelles normes comptables aura une incidence financière importante sur notre société.

Comptabilisation des coûts du régime de retraite et des avantages complémentaires de retraite

En octobre 2006, le CNC a entamé un projet qui devrait entraîner l'obligation pour une entité de reconnaître la situation de capitalisation (l'écart entre les actifs et les obligations du régime) de tout régime d'avantages postérieurs au départ à la retraite dans son bilan et de constater les modifications de la situation de capitalisation en résultat étendu au cours de l'exercice pendant lequel les modifications surviennent. Les PCGR du Canada actuels n'exigent la présentation de la situation de capitalisation que dans les notes afférentes aux états financiers. Ce projet aura une incidence sur la présentation de l'information relative à notre régime de retraite, notre régime complémentaire de retraite, notre régime d'avantages complémentaires de retraite ainsi que sur les autres avantages postérieurs à l'emploi. En outre, le projet de norme devrait avoir une incidence négative importante sur nos ratios financiers. Toutefois, il ne devrait pas avoir d'incidence sur la notation de notre crédit. Le CNC prévoit publier l'exposé-sondage aux fins d'obtention des observations du public au cours du premier trimestre de 2007, et cette norme devrait être en vigueur pour notre société le 31 décembre 2007. Ce calendrier devrait allouer suffisamment de temps à l'évaluation de l'incidence sur les mesures financières présentées dans les arrangements contractuels existants, y compris les clauses restrictives.

Contrôles de communication de l'information financière et contrôles internes à l'égard de l'information financière

À titre d'émetteur assujetti, notre société doit se conformer au Règlement 52-109 (le Règlement) de la Commission des valeurs mobilières de l'Ontario à l'égard des contrôles internes et des attestations connexes, souvent désigné sous le nom de projet de loi 198. En 2004, nous avons entrepris un projet officiel d'évaluation de nos contrôles de communication de l'information et de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière. En 2005, nous avons conçu nos contrôles de communication de l'information et nous en avons évalué l'efficacité. À compter de nos états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2005, nous avons attesté que ces contrôles et procédés de communication de l'information fournissent l'assurance raisonnable que toutes les informations jugées nécessaires à une présentation appropriée ont été saisies et transmises à la direction en temps opportun.

En 2006, nous avons terminé la documentation, l'évaluation et l'application de mesures correctives relativement à nos contrôles internes à l'égard de l'information financière. Notre documentation comprend des organigrammes présentant les processus clés, les matrices de risques et un aperçu des résultats des tests et des mesures correctives. La majorité des constatations ont trait à la preuve de l'existence des contrôles et l'ensemble des mesures correctives ont été apportées au cours de la période. En 2007, nous mettrons l'accent sur le maintien continu de notre environnement de contrôle, y compris la communication, l'évaluation et les améliorations nécessaires pour appuyer les attestations de notre président et chef de la direction et de notre chef des finances (les dirigeants responsables de l'attestation).

Conformément aux exigences du Règlement, nos dirigeants responsables de l'attestation ont révisé et attesté les états financiers consolidés pour l'exercice terminé le 31 décembre 2006, de même que les autres informations financières incluses dans les documents annuels déposés auprès des autorités en matière de valeurs mobilières. Nos dirigeants responsables de l'attestation ont aussi attesté que des contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus afin de fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes ayant trait à notre société sont communiquées au sein de notre société et qu'ils ont fonctionné de façon efficace au cours de la période. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont aussi attesté que les contrôles internes à l'égard de l'information financière sont conçus pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière et la présentation des états financiers à des fins externes dressés selon les PCGR sont fiables. Nos dirigeants responsables de l'attestation ont évalué l'efficacité de nos contrôles et procédures de présentation de l'information et ont jugé qu'ils étaient efficaces.

Perspectives

Afin de relever le défi présenté par le désir d'être la meilleure société de transport et de distribution en Amérique du Nord, nous continuerons de mettre l'accent sur nos priorités les plus importantes sur le plan stratégique relativement à la sécurité, à notre clientèle, à la fiabilité du réseau, à la gestion financière et à nos employés. Des améliorations importantes ont été apportées afin d'atteindre nos objectifs à long terme à l'égard de la satisfaction de la clientèle et de la sécurité, tout en préservant la solidité de notre profil financier et notre rendement en terme de fiabilité. En outre, la North American Electric Reliability Corporation a octroyé à nos installations, à nos méthodes de travail et à notre personnel de transport une cote d'excellence en raison de notre capacité à exploiter et à maintenir le réseau ontarien de transport de l'électricité de manière fiable. L'EEI nous a aussi octroyé un prix en matière de rétablissement de situations d'urgence en reconnaissance de nos efforts exceptionnels visant le rétablissement de l'approvisionnement en électricité par suite de tempêtes successives.

Compte tenu de l'approbation et de la mise en œuvre de l'augmentation du tarif de distribution de 2006, nous sommes en bonne position pour répondre aux exigences actuelles du programme de travaux de distribution et réaliser le taux de rendement réglementé. Nous pourrons ainsi faire progresser le programme de foresterie et poursuivre les mesures visant à améliorer la fiabilité et le service à la clientèle. Nous sommes toujours confrontés au défi relatif au financement de notre programme de compteurs intelligents. Nous comptons aborder la question de l'insuffisance, en partie, dans notre demande de février 2007 et nous prévoyons compléter le financement au fil du temps.

Nous conservons une approche prudente et mesurée à l'égard de la rationalisation du secteur de la distribution. La province envisage de lever le moratoire sur l'achat et la vente d'actifs de distribution d'électricité par Hydro One, étant entendu que tout achat ou vente futur de tels actifs appuierait les politiques de la province dans ce secteur. Nous prévoyons saisir des occasions, sur une base volontaire et commerciale, lorsqu'elles sont conformes à notre stratégie. Le plan d'investissement ne comprend aucun financement d'acquisitions ou de cessions d'entreprises de distribution locale. En outre, le plan d'investissement relatif à la distribution ne prévoit pas la mise en œuvre d'un réseau intelligent, ce qui permettrait de mettre la technologie des compteurs intelligents davantage à profit en favorisant les mesures de productivité internes au moyen d'un réseau à large bande sans fil.

Conformément à notre engagement continu envers l'intérêt public et les politiques de la province en matière d'énergie, nous planifions des investissements importants dans l'infrastructure de transport et l'entretien proactif continu d'actifs cruciaux afin d'assurer la fiabilité continue du réseau. Notre plan d'investissements en transport appuie l'atteinte d'objectifs de composition de l'approvisionnement, prévoit le développement et l'utilisation de sources d'énergie renouvelable, favorise l'efficience du réseau et la réduction de la congestion et facilite l'intégration de nouvelles sources d'approvisionnement. L'OPA a présenté les besoins et les options visant à renforcer et à agrandir le réseau de transport de l'Ontario, et discuté des mesures de transport précises qui forment la base du plan intégré du réseau d'électricité préliminaire. Des investissements importants seront nécessaires selon le plan intégré du réseau d'électricité sur 20 ans qui devrait être soumis par l'OPA à la CEO en mars 2007. En septembre, nous avons déposé une demande tarifaire fondée sur le coût du service de transport auprès de la CEO qui comprend le financement requis pour l'infrastructure de transport nécessaire, crucial pour l'économie ontarienne. Compte tenu de l'échéancier émis, une décision à l'égard de notre demande tarifaire est prévue pour la fin de 2007. Nos perspectives dépendent d'une issue favorable à cet égard.

Notre plan d'investissement ne comprend pas les sommes nécessaires pour des investissements à grande échelle, comme l'agrandissement du réseau de transport est-ouest. Le financement pour l'infrastructure nécessaire à l'intégration de la production de la péninsule Bruce se poursuit au-delà de la période de planification jusqu'en 2011. L'achèvement d'une troisième source d'approvisionnement pour Toronto, dont le coût devrait s'élever à environ 400 millions de dollars, se prolonge aussi au-delà de la période actuelle de planification. Ce projet est nécessaire à l'atténuation des risques liés au fait de ne pouvoir compter que sur deux principaux corridors d'approvisionnement à la Ville de Toronto et, à ce titre, au maintien de la fiabilité pour la Ville de Toronto.

Pendant la période visée par les présentes perspectives, nous pensons que notre rendement financier nous permettra de maintenir une situation financière saine, une qualité de crédit stable et des cotes de solvabilité constantes à l'égard de notre dette à long terme.

Énoncés et autres renseignements prospectifs

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent rapport de gestion, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du marché dans lequel cette dernière exerce ses activités et elles incluent des estimations et des hypothèses de la direction de notre société. Ces énoncés comprennent, sans s'y restreindre, des énoncés à l'égard des dépenses en immobilisations futures, de l'installation et du coût des compteurs intelligents, des attentes relatives aux cotisations futures au régime de retraite, aux dépenses environnementales différentielles possibles et aux attentes à l'égard de l'incidence de nouvelles normes comptables. Les termes tels que «prévoir», «anticiper», «entendre», «tenter», «pouvoir», «planifier» «croire», «chercher» et «estimer», de même que des synonymes ou des expressions semblables, et l'emploi du temps futur visent à indiquer de tels énoncés. Ces énoncés ne sont pas garants du rendement futur, reposent sur des hypothèses et comportent certains risques et incertitudes qui sont difficiles à prévoir. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer grandement de ce qui est présenté, sous-entendu ou prévu dans ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention et rejetons toute obligation de mettre à jour quelque énoncé prospectif que ce soit, écrit ou verbal, en raison de nouveaux renseignements, d'événements futurs ou d'autres facteurs, à l'exception de ce que prévoit la loi.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses qui sont, sans s'y restreindre, les suivants : aucun changement imprévu apporté au cadre législatif et d'exploitation du marché de l'électricité en Ontario; décisions favorables rendues par la CEO et d'autres organismes de réglementation à l'égard de demandes tarifaires et autres demandes en cours; et aucun événement important survenant autrement que dans le cours normal des affaires. Ces hypothèses sont fondées sur les informations dont nous disposons actuellement, y compris les informations obtenues auprès d'analystes tiers de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de manière importante de ceux prédits dans ces énoncés prospectifs. Bien que nous ne connaissions pas l'incidence de ces différences sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit, elle pourrait s'avérer importante. Les facteurs qui pourraient entraîner un écart important entre les résultats réels et ceux qui sont exprimés ou entendus dans des énoncés prospectifs comprennent notamment les suivants :

— contenu du plan intégré final du réseau d'électricité, comme approuvé par la CEO;

— retards dans l'obtention ou refus d'accorder les approbations nécessaires aux dépenses en immobilisations futures prévues;

— décisions réglementaires à l'égard de nos besoins de revenus et de nos tarifs;

— modifications importantes apportées au projet de règlements d'Environnement Canada à l'égard des BPC publié le 4 novembre 2006;

— taux d'intérêt futurs, inflation, changements apportés aux prestations et aux hypothèses actuarielles.

Le lecteur est prié de noter que les facteurs susmentionnés ne constituent pas une liste exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et autres facteurs à la rubrique «Gestion du risque et facteurs de risque» du présent rapport de gestion. Vous devriez lire la rubrique intitulée «Gestion du risque et facteurs de risque» en détail.

Le présent rapport de gestion est daté du 14 février 2007. Le lecteur peut consulter de l'information additionnelle sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

Rapport de la direction

Les états financiers consolidés, le rapport de gestion et l'information financière y afférente présentée dans le présent rapport annuel ont été préparés par la direction de Hydro One Inc. («Hydro One» ou la «société»). La direction est responsable de l'intégrité, de l'uniformité et de la fiabilité de toutes les informations présentées. Les états financiers consolidés ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et les lois sur les valeurs mobilières pertinentes. Le rapport de gestion a été préparé conformément au Règlement 51-102, partie 5.

La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion comporte l'utilisation d'estimations et d'hypothèses fondées sur le jugement de la direction, particulièrement lorsque les opérations ayant une incidence sur la période comptable considérée ne peuvent être déterminées avec certitude que plus tard. Les estimations et les hypothèses sont fondées sur l'expérience, la conjoncture actuelle et diverses autres hypothèses jugées raisonnables dans les circonstances, à la suite d'une analyse critique des principales conventions comptables utilisées par la société comme il est décrit à la note 2 afférente aux états financiers consolidés. La préparation des états financiers consolidés et du rapport de gestion inclut des informations portant sur l'incidence prévue d'événements et d'opérations futurs. Le rapport de gestion inclut également des informations sur la situation de trésorerie et les sources de financement, les tendances sur le plan de l'exploitation, les risques et les incertitudes. Les résultats réels futurs peuvent différer de manière importante de l'évaluation actuelle de ces informations, parce que les événements et les circonstances futurs peuvent dévier des prévisions. Les états financiers consolidés et le rapport de gestion ont été dressés adéquatement dans les limites raisonnables de l'importance relative et selon les informations disponibles jusqu'au 14 février 2007.

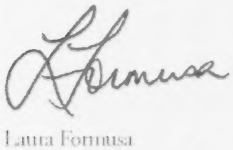
Pour s'acquitter de sa responsabilité à l'égard de la fiabilité de l'information financière, la direction maintient un système exhaustif de contrôle interne et un service de vérification interne sur lesquels elle s'appuie. Le système de contrôle interne comprend une politique écrite de conduite de la société, la mise en œuvre d'un cadre de gestion du risque, la séparation des tâches et la délégation des pouvoirs, et des conventions comptables judicieuses et prudentes qui font l'objet d'examens réguliers. Cette structure vise à fournir l'assurance raisonnable que les actifs sont protégés et que des informations fiables sont disponibles en temps opportun. Le service de vérification interne évalue de façon indépendante et continue l'efficacité de ces contrôles internes et présente ses constatations à la direction et au comité de vérification et des finances du conseil d'administration de Hydro One.

Les états financiers consolidés ont été vérifiés par Ernst & Young s.r.l./S.E.N.C.R.L., vérificateurs externes indépendants nommés par le conseil d'administration de Hydro One. La responsabilité des vérificateurs externes consiste à exprimer une opinion sur la présentation fidèle des états financiers consolidés selon les principes comptables généralement reconnus. Le rapport des vérificateurs, figurant à la page 45 dans le présent rapport annuel, fait état de la portée de leur examen et de leur opinion.

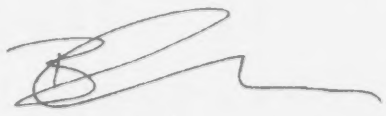
Le conseil d'administration de Hydro One, par l'intermédiaire de son comité de vérification et des finances, est tenu de s'assurer que la direction s'acquitte de ses responsabilités en matière de présentation de l'information financière et de contrôle interne. Le comité de vérification et des finances de Hydro One rencontre périodiquement la direction, les vérificateurs internes et les vérificateurs externes afin de s'assurer que tous s'acquittent de leurs responsabilités respectives et d'examiner les états financiers consolidés avant de recommander leur approbation par le conseil d'administration. Les vérificateurs externes ont eu librement et directement accès au comité de vérification et des finances, avec ou sans la présence de la direction, pour discuter de leur vérification et de leurs constatations quant à l'intégrité de la présentation de l'information financière et à l'efficacité du système de contrôles internes.

Le président et chef de la direction ainsi que le chef des finances ont produit les attestations requises en vertu du Règlement 52-109, portant sur les états financiers consolidés annuels et le rapport de gestion annuel de Hydro One déposés en vertu des lois sur les valeurs mobilières provinciales, ainsi que sur les contrôles et les procédures de communication de l'information connexes.

Au nom de la direction de Hydro One Inc.,



Laura Formusa
Présidente et chef de la direction (par intérim)



Beth Summers
Chef des finances

Rapport des vérificateurs

À l'actionnaire de Hydro One Inc.

Nous avons vérifié les bilans consolidés de Hydro One Inc. (la société) aux 31 décembre 2006 et 2005 et les états consolidés des résultats, des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de la société pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2006. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Nos vérifications ont été effectuées conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers consolidés donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la société aux 31 décembre 2006 et 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices de la période de deux ans terminée le 31 décembre 2006 selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Ernst & Young s.r.l.

Ernst & Young s.r.l.
Comptables agréés

Toronto, Canada
Le 14 février 2007

États des résultats consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Produits		
Transport *(notes 8 et 14)*	1 245	1 310
Distribution *(notes 3 et 14)*	3 273	3 085
Divers	27	21
	4 545	4 416
Charges		
Achats d'électricité *(notes 3 et 14)*	2 221	2 131
Exploitation, entretien et administration	880	792
Amortissement *(note 4)*	515	487
	3 616	3 410
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	929	1 006
Charges de financement *(note 5)*	295	325
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	634	681
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés *(notes 6 et 14)*	179	198
Bénéfice net	455	483
Résultat de base et dilué par action ordinaire (en dollars canadiens) *(note 13)*	4 366	4 652

États des bénéfices non répartis consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Bénéfices non répartis aux 1er janvier	1 079	887
Bénéfice net	455	483
Dividendes *(note 13)*	(350)	(291)
Bénéfices non répartis aux 31 décembre	1 184	1 079

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Actif		
Actif à court terme :		
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses – 19 millions de dollars; 14 millions de dollars en 2005) *(note 14)*	777	628
Matières et fournitures	56	56
Divers	13	12
	846	696
Immobilisations corporelles *(note 7)* :		
Immobilisations en service	16 238	15 553
Moins : amortissement cumulé	6 180	5 818
	10 058	9 735
Immobilisations en cours	468	375
	10 526	10 110
Autres actifs à long terme :		
Actif de retraite reporté *(note 11)*	382	449
Actifs réglementaires *(note 8)*	311	400
Écart d'acquisition	133	133
Coûts de la dette reportés	24	23
Autres actifs	12	10
	862	1 015
Total de l'actif	12 234	11 821

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Bilans consolidés (suite)

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Passif		
Passif à court terme :		
Dette bancaire	29	9
Créditeurs et charges à payer *(note 14)*	661	700
Intérêts courus	49	43
Billets à court terme à payer *(note 9)*	60	–
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an *(note 9)*	395	589
	1 194	1 341
Dette à long terme *(note 9)*	4 872	4 466
Autres passifs à long terme :		
Passifs réglementaires *(note 8)*	473	495
Avantages complémentaires de retraite *(note 11)*	803	716
Passifs environnementaux *(note 12)*	55	64
Créditeurs à long terme et charges à payer	16	23
	1 347	1 298
Total du passif	7 413	7 105
Éventualités et engagements *(notes 10, 16 et 17)*		
Capitaux propres *(note 13)*		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	1 184	1 079
Total des capitaux propres	4 821	4 716
Total du passif et des capitaux propres	12 234	11 821

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Au nom du conseil d'administration,

Rita Burak
Présidente du conseil d'administration

Eileen Mercier
Présidente du comité de vérification et des finances

États des flux de trésorerie consolidés

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	455	483
Rajustements pour éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (déduction faite des coûts de retrait)	474	446
Partage des bénéfices de l'entreprise de transport	33	–
Amortissement de l'escompte	27	58
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	7	12
Services à basse tension	(8)	(24)
	988	975
Variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation *(note 15)*	(92)	194
Flux de trésorerie d'exploitation	896	1 169
Activités de financement		
Dette à long terme émise	775	500
Dette à long terme remboursée	(589)	(648)
Billets à court terme à payer	60	(40)
Dividendes versés	(350)	(291)
Résiliation du swap de taux d'intérêt	–	(10)
Divers	(4)	2
Flux de trésorerie de financement	(108)	(487)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(823)	(691)
Autres actifs	15	9
Flux de trésorerie d'investissement	(808)	(682)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(20)	–
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 1er janvier	(9)	(9)
Trésorerie et équivalents de trésorerie aux 31 décembre *(note 15)*	(29)	(9)

Voir les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Note 1.
Description de l'entreprise

Hydro One Inc. (Hydro One ou la société) a été constituée le 1er décembre 1998 en vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario) et est détenue en propriété exclusive par la province d'Ontario (la province). Les principales activités de Hydro One sont le transport et la distribution d'électricité à des clients en Ontario. Ces activités sont réglementées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la CEO).

Note 2.
Principales conventions comptables

Mode de consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les comptes de la société et de ses filiales en propriété exclusive : Hydro One Networks Inc. (Hydro One Networks), Hydro One Remote Communities Inc. (Hydro One Remote Communities), Hydro One Brampton Inc., Hydro One Brampton Networks Inc. (Hydro One Brampton), Hydro One Telecom Inc., Hydro One Delivery Services Company, Inc., Hydro One Network Services Inc. (Hydro One Network Services), 1316664 Ontario Inc., anciennement Ontario Hydro Energy Inc. (Ontario Hydro Energy) et Hydro One Markets Inc. (Hydro One Markets).

Hydro One Brampton Inc. a été dissoute le 30 janvier 2007. En vertu de la *Loi sur les sociétés par actions* (Ontario), Hydro One Network Services sera dissoute en 2007. Les anciennes Ontario Hydro Energy et Hydro One Markets ont été dissoutes au cours de 2005.

Méthode de comptabilisation

Les états financiers consolidés sont dressés selon les principes comptables généralement reconnus (PCGR) du Canada.

Établissement des tarifs

Les tarifs des entreprises de transport et de distribution d'électricité de la société sont régis par la CEO. Les tarifs de transport existants ont été établis en 1999 en fonction d'un rendement cible de 9,88 % des capitaux propres attribuables à l'actionnaire ordinaire réputés et étaient fondés sur la réglementation des tarifs en fonction du coût de service. En octobre 2005, la CEO a amorcé une procédure visant à revoir les tarifs de transport de Hydro One et à approuver nos besoins de revenus pour 2006, 2007 et 2008. Le 21 février 2006, la CEO a annoncé une décision d'appliquer un mécanisme de partage des bénéfices afin de partager également, entre l'actionnaire de Hydro One et ses clients, tout bénéfice tiré du transport qui dépasse le taux de rendement approuvé de 9,88 %, pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à la date d'établissement des nouveaux tarifs. En septembre 2006, Hydro One Networks a présenté une demande pour son tarif de transport. Une décision est attendue à cet égard en 2007, de même que sur les nouveaux tarifs de transport en découlant.

Les tarifs de distribution de la société sont également fondés sur un besoin de revenus qui comporte un taux de rendement. Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique sa décision concernant la demande tarifaire de la société visant l'entreprise de distribution de Hydro One Networks Inc. En se basant sur la preuve écrite et orale soumise, la CEO a approuvé l'augmentation demandée des besoins de revenus en se fondant sur une réduction du taux de rendement approuvé, qui est passé de 9,88 % à 9,00 % le 1er mai 2006.

La CEO a le pouvoir général d'inclure ou d'exclure les charges, les produits, les pertes ou les gains dans les tarifs d'une période donnée, qui ne sont donc pas constatés dans les mêmes périodes que dans le cas des entreprises non réglementées. Cette modification du moment de la constatation suppose l'application de la méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, entraînant la constatation d'actifs et de passifs réglementaires. Les actifs réglementaires de la société représentent certaines sommes à recevoir de clients futurs et les coûts reportés à des fins comptables parce que, selon toute vraisemblance, ils seront recouvrés dans les tarifs futurs. De plus, la société a comptabilisé des passifs réglementaires qui représentent les montants des charges engagées au cours de périodes différentes de celles où elles l'auraient été si la société avait été non réglementée. La Société évalue continuellement la probabilité que soit recouvré chacun de ses actifs réglementaires et persiste à croire qu'il est probable que la CEO considérera ses actifs et passifs réglementaires dans l'établissement de tarifs futurs. Si la société jugeait, ultérieurement, qu'il n'était plus probable que la CEO inclue un actif ou passif réglementaire dans les tarifs futurs, la valeur comptable en question serait imputée aux résultats d'exploitation de la période où cette évaluation est faite. Les actifs et les passifs réglementaires sont présentés dans le détail à la note 8.

Constatation et répartition des produits

Les produits tirés du transport sont recouvrés dans les tarifs approuvés par la CEO, lesquels sont fondés sur des besoins de revenus approuvés qui comportent un taux de rendement. Ces produits sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est transportée et livrée aux clients.

Les produits tirés de la distribution d'électricité sont fondés sur des tarifs de distribution approuvés par la CEO et sont constatés au fur et à mesure que l'électricité est livrée aux clients. La société estime les produits mensuels de la période en fonction des achats de gros d'électricité, parce que les compteurs des clients ne font généralement pas l'objet d'une lecture à la fin de chaque mois. Les produits non facturés inclus dans les débiteurs au 31 décembre 2006 totalisaient 386 millions de dollars (377 millions de dollars en 2005).

Les produits tirés de la distribution comprennent également un montant pour le programme de protection tarifaire pour les clients résidentiels en région rurale et éloignée, qui est reçu de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (la SIERÉ), d'après un tarif standard pour la clientèle qui est approuvé par la CEO. La loi actuelle offre une protection tarifaire à des catégories prescrites de consommateurs résidentiels en région rurale et éloignée en réduisant les tarifs d'électricité qui s'appliqueraient autrement.

Les produits sectoriels pour le transport, la distribution et d'autres unités d'exploitation incluent aussi des produits liés à la vente d'autres services et de matériel. Ces produits sont constatés lorsque les services sont fournis ou lorsque le matériel est livré.

Impôts sur les bénéfices des sociétés et impôts sur le capital

En vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*, Hydro One est tenue de verser des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario (la SFIÉO). Ces paiements sont calculés selon les règles de calcul du bénéfice et du capital imposable et d'autres montants pertinents, prévues dans la *Loi de l'impôt sur le revenu* (Canada) ainsi que dans la *Loi sur l'imposition des corporations* (Ontario), modifiées par la *Loi de 1998 sur l'électricité*, et les règlements y afférents.

La société comptabilise des paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés pour ses entreprises réglementées à l'aide de la méthode des impôts exigibles, comme l'ordonne la CEO. En vertu de cette méthode, aucune provision n'est constituée pour les impôts sur les bénéfices futurs à l'égard des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs. Lorsque des impôts sur les bénéfices futurs non comptabilisés deviennent exigibles, il est prévu qu'ils seront inclus dans les tarifs approuvés par la CEO et récupérés alors auprès des clients de Hydro One. Les paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés relatifs aux entreprises non réglementées de la société sont comptabilisés selon la méthode axée sur le bilan.

Matières et fournitures

Les matières et les fournitures représentent les pièces de rechange et les matériaux de construction acquis pour la construction interne et l'entretien des immobilisations corporelles. Ces actifs sont comptabilisés selon le moindre du coût moyen et de la valeur de réalisation nette.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont capitalisées au coût, qui comprend les matières et la main-d'œuvre, les frais d'ingénierie, les coûts indirects, l'amortissement du matériel de service et la répartition approuvée des fonds utilisés pendant la construction applicables aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises réglementées ou les intérêts s'appliquant aux aménagements d'installations permanentes d'entreprises non réglementées.

Les immobilisations corporelles en service comprennent les actifs liés au transport, à la distribution, aux communications ainsi qu'à l'administration et au service et les servitudes. Elles incluent aussi les actifs qui seront utilisés ultérieurement comme les terrains et les coûts de développement capitalisés relatifs à des projets d'investissement reportés.

Certains des actifs de la société liés au transport et à la distribution, surtout ceux qui se trouvent sur des servitudes et des droits de passage qu'elle ne détient pas, peuvent être assortis d'obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, conditionnelles ou sans autre précision. La majorité des servitudes et des droits de passage de la société sont soit perpétuels, soit renouvelés automatiquement chaque année. Les droits fonciers d'une durée déterminée sont généralement prolongés ou renouvelés. Comme la société s'attend à utiliser la majeure partie de ses actifs installés pendant une période indéterminée, aucune date de retrait ne peut être déterminée, d'où l'impossibilité d'estimer la juste valeur de la plupart des obligations liées à la mise hors service des immobilisations connexes à l'heure actuelle. S'il devient possible d'estimer la juste valeur du coût du retrait des actifs que la société est tenue de retirer aux termes de la loi, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations alors constatée.

Transport

Les actifs liés au transport incluent les immobilisations utilisées pour le transport de l'électricité sous haute tension, comme les lignes de transport, les structures de soutien, les fondations, les isolants, le matériel de raccordement et les installations de mise à la terre ainsi que les immobilisations utilisées pour augmenter la tension de l'électricité provenant des centrales en ce qui concerne le transport et pour réduire la tension en ce qui concerne la distribution, comme les transformateurs, les disjoncteurs et les commutateurs.

Distribution

Les actifs liés à la distribution incluent les immobilisations liées à la distribution d'électricité sous basse tension, comme les lignes de distribution, les poteaux, les commutateurs, les transformateurs, les dispositifs de protection et les compteurs.

Communications

Les actifs liés aux communications incluent le système radio à micro-ondes et à fibres optiques, le fil de terre à fibres optiques, les pylônes, le matériel téléphonique et les bâtiments qui y sont associés.

Administration et service

Les actifs liés à l'administration et au service incluent les bâtiments administratifs, les principaux systèmes informatiques, les ordinateurs personnels, le matériel de transport et de travail, les outils, les véhicules et certaines immobilisations corporelles mineures.

Servitudes

Les servitudes incluent les droits prévus par la loi découlant de l'usage de couloirs de transport et de terrains voisins accordés en vertu de la *Loi de 2002 sur la fiabilité de l'énergie et la protection des consommateurs* ainsi que les autres montants liés aux droits d'accès.

Immobilisations en cours

Les coûts indirects, y compris les coûts des fonctions et des services du siège social, sont capitalisés selon la méthode du coût entier. Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés selon la provision pour les fonds utilisés pendant la construction (6,39 % en 2006 et 6,80 % en 2005).

Amortissement

Le coût en capital des immobilisations corporelles est amorti selon la méthode linéaire, sauf pour le matériel de transport et de travail et les ordinateurs personnels, qui sont amortis selon la méthode de l'amortissement dégressif à taux constant.

Les taux d'amortissement des diverses catégories d'actifs sont fondés sur la durée de vie utile. La durée de vie utile restante moyenne et la fourchette de durées de vie utile des immobilisations corporelles se présentent comme suit :

	Durée de vie utile (en années)	
	Fourchette	Moyenne
Transport	12–100	55
Distribution	15–75	41
Communications	7–40	19
Administration et service	5–50	39

Les taux d'amortissement des servitudes sont fondés sur la durée du contrat. La plupart des servitudes sont détenues à perpétuité et ne sont pas amorties.

Selon les pratiques d'amortissement par classes homogènes, le coût d'origine de la mise hors service normale des immobilisations corporelles est imputé à l'amortissement cumulé, mais aucun gain ni aucune perte à cet égard n'apparaît dans les résultats d'exploitation. Les gains réalisés et les pertes subies à la vente d'immobilisations corporelles, de même que les pertes causées par une mise hors service prématurée, sont imputés aux résultats d'exploitation à titre de rajustements de la dotation aux amortissements. La dotation aux amortissements comprend également le coût de retrait des immobilisations corporelles quand une obligation liée à la mise hors service d'une immobilisation corporelle est constatée.

Les durées de vie utile des immobilisations corporelles sont revues régulièrement. Les changements découlant de cette révision sont appliqués sur la durée de vie utile restante, à compter de l'exercice au cours duquel ils ont une incidence sur les tarifs.

Écart d'acquisition

L'écart d'acquisition représente l'excédent du coût des sociétés de distribution locale acquises sur la juste valeur de l'actif net identifiable acquis, et des tests de dépréciation sont appliqués tous les ans, ou plus souvent si les circonstances l'exigent. La dépréciation de l'écart d'acquisition est mesurée en comparant la juste valeur de l'unité d'exploitation à la valeur comptable sous-jacente des actifs nets de cette unité d'exploitation, y compris l'écart d'acquisition, toute réduction de la valeur comptable de l'écart d'acquisition étant imputée aux résultats d'exploitation.

La société a établi que l'écart d'acquisition n'est pas déprécié. La totalité de l'écart d'acquisition est attribuable au secteur de la distribution.

Coûts de la dette reportés

Les coûts de la dette reportés incluent la tranche non amortie des coûts d'émission de la dette. Les coûts de la dette reportés sont amortis selon la méthode de l'amortissement à intérêts composés jusqu'à l'échéance de la dette.

Escomptes et primes

Les escomptes et les primes sont amortis sur la durée de la dette connexe.

Instruments financiers

La société utilise régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour gérer les risques de taux d'intérêt. Les paiements et les encaissements en vertu des swaps de taux d'intérêt sont constatés en tant que rajustements des intérêts débiteurs selon la comptabilité d'exercice. La société désigne officiellement ses couvertures, documente toutes ses relations de couverture et mesure officiellement l'efficacité des couvertures. Dans le cas de l'extinction d'une relation de couverture ou de l'inefficacité d'une relation, les gains ou pertes réalisés ou latents sont comptabilisés en résultat net. Les gains et les pertes découlant des couvertures sont amortis sur la durée de la dette connexe.

La société ne prend pas part à des activités de négociation ou de spéculation touchant les instruments dérivés.

Avantages sociaux futurs

Les avantages sociaux futurs offerts par Hydro One comprennent un régime de retraite, un régime collectif d'assurance vie, un régime d'assurance médicale et un régime d'assurance invalidité à long terme.

Selon les ordonnances tarifaires de la CEO, les coûts liés au régime de retraite sont comptabilisés lorsque les cotisations patronales sont versées à la caisse de retraite, conformément à la *Loi sur les régimes de retraite* (Ontario). Des évaluations actuarielles sont effectuées tous les trois ans, au minimum. Les coûts liés au régime de retraite sont aussi calculés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Les coûts liés au régime de retraite sont calculés de manière actuarielle à l'aide de la méthode de répartition des prestations au prorata des services et d'après les hypothèses les plus probables de la direction quant à l'incidence d'événements futurs, y compris les hausses salariales futures, sur la valeur actuarielle des prestations constituées. L'actif au titre des prestations constituées du régime de retraite, comprenant principalement des titres de participation cotés en Bourse et des titres de créance de gouvernements et de sociétés, est évalué à partir des justes valeurs. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime et tous les gains et toutes les pertes actuariels sont amortis de manière linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés participant au régime.

Les avantages complémentaires de retraite sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice. Des actuaires indépendants déterminent les coûts en utilisant la méthode de répartition des prestations au prorata des services en se fondant sur les hypothèses les plus probables de la direction. Les coûts des services passés découlant de modifications du régime ainsi que les gains et les pertes actuariels sont amortis selon la méthode linéaire sur la durée résiduelle moyenne d'activité des salariés couverts.

Les coûts des avantages sociaux futurs sont répartis à la main-d'œuvre et imputés aux résultats d'exploitation ou capitalisés à titre de coût des immobilisations corporelles.

Coûts environnementaux

Hydro One constate un passif pour les dépenses futures estimatives associées à l'évaluation et à la restauration des sites contaminés ainsi qu'au retrait progressif et à la destruction de l'huile minérale contaminée aux biphényles polychlorés (BPC) du matériel électrique, d'après la valeur actualisée nette de ces dépenses futures estimatives. Comme la société prévoit continuer à recouvrer les dépenses connexes au moyen des tarifs futurs, un actif réglementaire a été constaté pour tenir compte du recouvrement futur de ces coûts auprès des clients. Hydro One revoit régulièrement ses estimations des dépenses futures liées à l'environnement.

Emploi d'estimations

La préparation des états financiers selon les PCGR du Canada exige que la direction fasse des estimations et pose des hypothèses qui influent sur les montants constatés des actifs et des passifs, et la présentation d'information sur les actifs et les passifs éventuels à la date du bilan ainsi que les montants constatés des produits et des charges de l'exercice. Les résultats réels pourraient différer des estimations, notamment en raison de futures décisions prises par la CEO ou la province.

Note 3.
Crédit sur les factures d'électricité

En vertu d'un règlement émis en octobre 2005, les clients admissibles à la grille de tarifs réglementés ont reçu un crédit reflétant un coût de l'électricité moins élevé que le prix fixé pour l'électricité entre le 1er avril 2004 et le 31 mars 2005. Au cours du quatrième trimestre de 2005, les produits d'exploitation et les coûts d'achats d'électricité ont été réduits de 140 millions de dollars. L'application du crédit n'a pas entraîné de rajustement du bénéfice net.

Note 4.
Amortissement

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2006	2005
Amortissement des immobilisations en service	379	369
Coûts de retrait d'immobilisations corporelles	41	41
Amortissement des actifs réglementaires et d'autres actifs	95	77
	515	487

Note 5.
Charges de financement

Exercices terminés les 31 décembre
(en millions de dollars canadiens)

	2006	2005
Intérêts sur les billets à court terme à payer	2	1
Intérêts sur la dette à long terme à payer	296	297
Amortissement de l'escompte	27	58
Divers	9	5
Moins : intérêts capitalisés sur les constructions en cours	(28)	(21)
intérêts capitalisés sur les actifs réglementaires	(7)	(10)
intérêts gagnés sur les placements	(4)	(5)
	295	325

Note 6.
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés (PER) diffère du montant qui aurait été comptabilisé d'après le taux d'imposition du gouvernement fédéral et de l'Ontario combiné prévu par la loi. Le rapprochement entre le taux d'imposition prévu par la loi et le taux d'imposition réel est comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Bénéfice avant provision pour PER	634	681
Taux d'impôt sur les bénéfices fédéral et de l'Ontario prévu par la loi	36,12 %	36,12 %
Provision pour PER au taux prévu par la loi	229	246
(Diminution) augmentation découlant de :		
Écarts temporaires nets :		
Recouvrement des PER liés aux exercices antérieurs	(30)	(21)
Cotisation au régime de retraite en excédent de la charge de retraite	(16)	(25)
Charge au titre des avantages complémentaires de retraite en excédent des paiements au comptant	14	8
Montants liés au transport reçus, mais non constatés à des fins comptables en raison du mécanisme de partage des bénéfices	12	–
Coûts indirects immobilisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(11)	(10)
Intérêts capitalisés à des fins comptables, mais déduits à des fins fiscales	(13)	(11)
Dépenses liées à l'environnement	(6)	(5)
Déduction pour amortissement inférieure (supérieure) à l'amortissement	(3)	1
Divers	4	1
Écarts temporaires nets	(49)	(62)
Écarts permanents :		
Impôt des grandes sociétés	–	13
Divers	(1)	1
Écarts permanents nets	(1)	14
Provision pour PER	179	198
Taux d'imposition réel	28,23 %	29,07 %

En 2006, Hydro One a constaté une économie d'impôts d'environ 30 millions de dollars à l'égard d'un recouvrement de paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés des années antérieures à la faveur d'un appel accueilli par le ministère des Finances permettant de réduire certains coûts indirects qui avaient été immobilisés auparavant. En 2005, Hydro One a conclu une entente de règlement d'une réclamation légale en instance permettant la dissolution d'une de ses filiales. Par conséquent, il a été établi qu'il était plus probable qu'improbable que Hydro One puisse utiliser les pertes fiscales cumulées de la filiale, et un actif d'impôts futurs d'environ 21 millions de dollars a été constaté. Au 31 décembre 2006, le solde de ce montant de 2005, qui était d'environ 2 millions de dollars, pourra être utilisé en 2007.

Les impôts futurs se rapportant aux entreprises réglementées n'ont pas été comptabilisés, car ils devraient être recouvrés au moyen des revenus futurs. Au 31 décembre 2006, des passifs d'impôts futurs de 281 millions de dollars (265 millions de dollars en 2005), qui sont fondés sur les taux d'imposition pratiquement en vigueur, n'ont pas été comptabilisés. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la provision pour PER de la société aurait été constatée selon la méthode axée sur le bilan plutôt que selon la méthode des impôts exigibles. Par conséquent, la provision pour PER aurait été plus élevée d'environ 16 millions de dollars, y compris l'incidence d'un changement des taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Note 7.
Immobilisations corporelles

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Immobilisations en service	Amortissement cumulé	Immobilisations en cours	Total
2006				
Transport	8 293	3 024	359	5 628
Distribution	5 651	2 129	86	3 608
Communications	822	383	18	457
Administration et service	989	583	5	411
Servitudes	483	61	–	422
	16 238	6 180	468	10 526
2005				
Transport	8 124	2 889	233	5 468
Distribution	5 319	1 995	65	3 389
Communications	752	344	46	454
Administration et service	877	530	31	378
Servitudes	481	60	–	421
	15 553	5 818	375	10 110

Les coûts de financement des immobilisations corporelles en cours de construction sont capitalisés, y compris la provision pour les fonds utilisés pendant la construction des actifs réglementés et l'intérêt applicable aux actifs non réglementés, et ont totalisé 28 millions de dollars en 2006 (21 millions de dollars, en 2005).

Note 8.
Actifs et passifs réglementaires

Les actifs et les passifs réglementaires résultent du processus de tarification. Hydro One a enregistré les actifs et les passifs réglementaires suivants (voir la note 2) :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Actifs réglementaires :		
Comptes de recouvrement d'actif réglementaire I	58	88
Comptes de recouvrement d'actif réglementaire II	87	92
Avantages complémentaires de retraite	84	126
Environnement	70	79
Compteurs intelligents	10	–
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	–	11
Divers	2	4
Total des actifs réglementaires	311	400
Passifs réglementaires :		
Coûts de retraite reportés	382	449
Frais d'exportation et de transit	49	32
Partage des bénéfices de transport	34	–
Comptes d'écarts liés au règlement de détail	2	–
Divers	6	14
Total des passifs réglementaires	473	495

Actifs réglementaires

Comptes de recouvrement d'actif réglementaire I (CRAR I)

Le 9 décembre 2004, la Commission a rendu publique une décision quant à la prudence de la plupart des soldes de comptes de report réglementaire liés à la distribution, dont le recouvrement a été demandé par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Les montants dont le recouvrement avait été approuvé représentaient les soldes engagés avant le 31 décembre 2003, plus l'intérêt connexe. La Commission a ordonné que les montants approuvés soient regroupés en un seul CRAR devant être recouvré de manière linéaire au cours de la période se terminant le 30 avril 2008. Le CRAR I comprend les montants liés aux services à basse tension de l'entreprise de distribution, les dépenses liées à l'environnement reportées qui ont été engagées en 2001 et en 2002, les dépenses de préparation au marché reportées, les montants des écarts liés au règlement de détail et les autres montants consistant essentiellement en intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2006 aurait été moins élevée d'environ 20 millions de dollars (20 millions de dollars en 2005). En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 3 millions de dollars (7 millions de dollars en 2005).

Compte de recouvrement d'actif réglementaire II (CRAR II)
Le 12 avril 2006, la CEO a rendu publique une décision quant à l'application du tarif de la société à l'égard des activités de distribution de Hydro One Networks Inc. Dans le cadre de sa décision, la CEO a aussi approuvé les soldes des comptes reportés liés à la distribution qui ont été demandés par Hydro One. La CEO a ordonné que les soldes approuvés soient recouvrés de manière linéaire au cours de la période de quatre ans allant du 1er mai 2006 au 30 avril 2010. Le CRAR II comprend les montants liés au règlement de détail et aux écarts de coûts ainsi que les montants des services à basse tension de l'entreprise de distribution, plus intérêts courus. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2006 aurait été moindre d'environ 16 millions de dollars. En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 5 millions de dollars.

Avantages complémentaires de retraite
Les avantages complémentaires de retraite sont constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice, selon les PCGR du Canada. La CEO a permis le recouvrement des coûts des services passés, qui ont découlé de l'adoption de la méthode de la comptabilité d'exercice, dans les besoins de revenus selon la méthode linéaire sur une période de dix ans. En conséquence, en 1999, Hydro One a enregistré un actif réglementaire d'un solde initial de 419 millions de dollars pour tenir compte de ce traitement réglementaire. Cet actif réglementaire a une période de recouvrement résiduelle de deux ans (trois ans en 2005) et ne crée pas de rendement. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements de 2006 aurait été moins élevée d'environ 42 millions de dollars (42 millions de dollars en 2005).

Environnement
Hydro One comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives à engager pour restaurer les sites contaminés dans le passé. Étant donné que ces dépenses sont censées être recouvrables au moyen des tarifs futurs, la société a comptabilisé un montant équivalent à titre d'actif réglementaire. Cet actif réglementaire devrait être passé progressivement en résultat d'une manière conforme au modèle des dépenses réelles qui doivent, selon les prévisions, être engagées jusqu'à l'exercice 2030. La CEO a la possibilité d'examiner et d'évaluer la prudence de toutes les dépenses réglementaires futures de Hydro One et le moment où elles sont toutes recouvrées. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la dotation aux amortissements aurait été moins élevée en 2006, et les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées de 17 millions de dollars (14 millions de dollars en 2005).

Compteurs intelligents
Le 21 mars 2006, la CEO a approuvé l'établissement de comptes de report à l'égard des dépenses liées aux compteurs intelligents, et une imputation de 30 cents par mois par abonné résidentiel a été prise en compte dans les besoins de 41 revenus de Hydro One. Conformément à la directive de la CEO et sous réserve de nouvelles directives, la société a constaté un actif réglementé comprenant le solde net des dépenses en immobilisations liées aux compteurs intelligents, moins les recouvrements reçus des abonnés. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de la société auraient été plus élevées de 4 millions de dollars, les revenus auraient été supérieurs de 2 millions de dollars.

Passifs réglementaires

Coûts de retraite reportés

Conformément à l'ordonnance tarifaire transitoire de 1999 de la CEO, les coûts de retraite sont comptabilisés dans les résultats d'exploitation lorsque les cotisations patronales sont versées au régime de retraite. L'actif de retraite reporté de la société représente l'écart cumulatif entre les cotisations patronales et les coûts de retraite, et le passif réglementaire au titre du régime de retraite reporté découle de la constatation par la société, selon les directives de la CEO, des produits et des charges dans des périodes différentes de celles de la constatation de ces mêmes produits et charges pour une entreprise non réglementée. En l'absence de méthode comptable pour les activités à tarifs réglementés, la charge de retraite de la société aurait été constatée selon la comptabilité d'exercice plutôt que selon la comptabilité de caisse. Par conséquent, les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration auraient été plus élevées d'environ 12 millions de dollars (38 millions de dollars en 2005), en supposant aucun report réglementaire lié à l'entreprise de distribution ni aucun montant lié au régime de retraite d'Inergi LP (Inergi). En outre, les charges de financement connexes auraient été plus élevées de 2 millions de dollars (4 millions de dollars en 2005).

Frais d'exportation et de transit

Conformément aux règles du marché, des frais d'exportation et de transit sont recouvrés par la SIERÉ et versés à Hydro One à raison de 1 $ le MWh sur l'électricité exportée à l'extérieur de l'Ontario. Les sommes recouvrées au titre de ces frais d'exportation et de transit, plus les intérêts, ont été prises en compte dans les besoins de revenus de l'entreprise de transport de Hydro One, dans le cadre de sa demande de tarification générale pour le transport présentée à la CEO en septembre 2006.

Partage des bénéfices de transport

Le 21 février 2006, la CEO a rendu publique sa décision sur l'établissement d'un mécanisme de partage des bénéfices dans le cadre duquel 50 % de tous les bénéfices tirés du transport qui excèdent le taux de rendement approuvé de 9,88 % pour la période allant du 1er janvier 2006 jusqu'à l'établissement de nouveaux tarifs de transport seront répartis également entre l'actionnaire de la société et les abonnés qui paient ces tarifs. Le calcul des bénéfices excédentaires sera fondé sur les états financiers vérifiés de 2006 de l'entreprise de transport de Hydro One Networks. L'application du mécanisme de partage des bénéfices sera assujettie aux évaluations et approbations futures da la CEO. L'incidence de ces évaluations, le cas échéant, sera constatée dans les résultats d'exploitation au moment où la CEO rendra sa décision.

Comptes d'écarts liés au règlement de détail

Hydro One a reporté certains montants d'écart liés au règlement de détail en vertu des dispositions de l'article 490 du *Accounting Procedures Handbook* de la CEO. La décision de la CEO du 9 décembre 2004 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés avant le 31 décembre 2003, y compris les intérêts, dans le CRAR I. La décision de la CEO du 12 avril 2006 a permis le recouvrement des écarts liés au règlement de détail cumulés dans le CRAR II depuis le 1er janvier 2004 et prévus jusqu'au 30 avril 2006, y compris les intérêts. La société a cumulé un passif net dans ses comptes d'écarts liés au règlement de détail depuis le 1er mai 2006 et elle prévoit que la CEO inclura le solde net de ce compte réglementaire dans les tarifs futurs.

Note 9.
Dette

Aux 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Billets à court terme à payer	60	–
Dette à long terme :		
Billets, 4,15 % échéant en 2006	–	280
Billets, 4,20 % échéant en 2006	–	168
Billets, 4,30 % échéant en 2006	–	141
Billets, 4,45 % échéant en 2007	282	282
Billets, 4,55 % échéant en 2007	73	73
Billets, 4,10 % échéant en 2007[1]	40	40
Billets, 4,00 % échéant en 2008	500	500
Billets, 3,95 % échéant en 2009	400	400
Débentures, 7,15 % échéant en 2010	400	400
Billets, 6,40 % échéant en 2011	250	250
Billets, 5,77 % échéant en 2012	600	600
Billets, 4,64 % échéant en 2016	450	–
Débentures, 7,35 % échéant en 2030	400	400
Billets, 6,93 % échéant en 2032	500	500
Billets, 6,35 % échéant en 2034	385	385
Billets, 5,36 % échéant en 2036	600	350
Billets, 6,59 % échéant en 2043	315	315
Billets, 5,00 % échéant en 2046	75	–
	5 270	5 084
Moins : tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	(395)	(589)
primes non amorties (escomptes non amortis), montant net	9	(14)
pertes non amorties découlant des couvertures	(12)	(15)
Dette à long terme	4 872	4 466

[1] Obligation à taux croissant, après trois ans partant de 4,10 % et allant jusqu'à 6,40 %, pouvant être prorogée jusqu'en 2011.

La dette à court terme représente les billets émis dans le cadre du programme de papier commercial de la société. Les billets sont libellés en dollars canadiens et ont diverses échéances ne dépassant pas 365 jours. En 2006, les billets portaient intérêt au taux moyen pondéré de 4,2 %.

Hydro One a obtenu auprès d'un syndicat bancaire des facilités de crédit renouvelables consenties et inutilisées de 750 millions de dollars échéant en août 2007, assorties d'une option de prorogation de deux ans. Lorsque ces facilités seront utilisées, l'encours portera intérêt à un taux fondé sur les taux de référence canadiens. Ces facilités appuient le programme de papier commercial de la société.

La société émet des billets pour le financement à long terme de son programme de billets à moyen terme. Le montant maximal du capital qu'elle est autorisée à émettre en vertu de ce programme s'élève à 2 500 millions de dollars, dont le solde de 1 725 millions de dollars peut être tiré jusqu'en juillet 2007.

La dette à long terme est assortie de clauses restrictives qui, entre autres, établissent le plafond d'emprunt en tant que pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Au 31 décembre 2006, la société respectait ces clauses restrictives.

La dette à long terme, libellée en dollars canadiens, n'est pas garantie. Elle est présentée dans le tableau suivant selon le nombre d'années avant l'échéance :

Années avant l'échéance	Encours du capital sur les billets et les débentures (en millions de dollars canadiens)	Taux d'intérêt moyen pondéré (en pourcentage)
1 an	395	4,4
2 ans	500	4,0
3 ans	400	4,0
4 ans	400	7,2
5 ans	250	6,4
	1 945	5,0
6 à 10 ans	1 050	5,3
Plus de 10 ans	2 275	6,4
	5 270	5,7

Note 10.
Juste valeur des instruments financiers et gestion du risque

La valeur comptable de tous les instruments financiers, à l'exception de la dette à long terme, se rapproche de leur juste valeur. La juste valeur des instruments financiers dérivés reflète le montant estimatif que la société, si elle devait régler un contrat en cours, aurait dû payer ou serait en droit de recevoir à la fin de l'exercice. La juste valeur de la dette à long terme, fondée sur le cours du marché à la fin de l'exercice de la même dette ou d'une dette semblable comportant les mêmes échéances, figure dans le tableau suivant :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006		2005	
	Valeur comptable	**Juste valeur**	Valeur comptable	Juste valeur
Dette à long terme[1]	5 270	5 831	5 084	5 697

[1] La valeur comptable de la dette à long terme représente la valeur nominale des billets et des débentures.

Hydro One peut conclure des accords sur dérivés, comme des swaps de taux d'intérêt fixe à terme pour couvrir l'incidence des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les besoins d'emprunts à long terme à taux fixe. Ces opérations sont comptabilisées comme des couvertures de flux de trésorerie d'opérations prévues. En 2006, Hydro One n'a conclu aucun accord sur dérivé. En 2005, Hydro One a résilié des swaps de taux d'intérêt à terme conclus en 2005 et en 2004 pour fixer le taux d'intérêt sur un notionnel de 150 millions de dollars, donnant lieu à une perte de 10 millions de dollars. La perte est amortie annuellement sur la durée de l'emprunt connexe, soit 30 ans.

Au 31 décembre 2006, la société avait un accord de swap de taux d'intérêt variable lié à une émission d'obligations à taux croissant ayant une date d'échéance initiale en 2007, pouvant être prorogée jusqu'en 2011. Le swap de taux d'intérêt est comptabilisé comme une couverture de juste valeur. Cet accord comporte un notionnel de 40 millions de dollars et sa valeur de marché est de néant (néant en 2005).

La société ne court pas de risque important de contrepartie étant donné que la juste valeur des contrats de swap de taux d'intérêt était négligeable en 2006 ou en 2005.

Les actifs financiers exposent Hydro One au risque qu'une contrepartie ne respecte pas ses engagements, entraînant une perte financière. Au 31 décembre 2006, on ne relevait aucune concentration importante du risque de crédit à l'égard d'une catégorie donnée d'actifs financiers. La société tire ses produits d'exploitation auprès d'une vaste clientèle. En conséquence, Hydro One n'a pas tiré de produits importants d'un seul client. Au 31 décembre 2006, aucun solde important des débiteurs n'était exigible auprès d'un seul client.

La société continuera de recourir à des instruments dérivés pour gérer le risque de taux d'intérêt. Les instruments financiers dérivés exposent la société au risque de crédit étant donné que la contrepartie peut ne pas respecter ses engagements. Hydro One surveille et minimise le risque de crédit au moyen de techniques diverses, dont la négociation avec des contreparties jouissant d'une cote de solvabilité très élevée, la limite du niveau de risque total lié aux contreparties prises individuellement et la conclusion d'ententes cadres permettant un règlement sur la base d'un montant net.

Note 11.
Avantages sociaux futurs

Hydro One offre à tous les salariés permanents de Hydro One et de ses filiales de participer à un régime de retraite à prestations déterminées contributif, à l'exception des salariés de Hydro One Brampton. Les salariés de Hydro One Brampton participent au Régime de retraite des employés municipaux de l'Ontario (OMERS), caisse de retraite qui regroupe de multiples entreprises du secteur public. Les cotisations actuelles de Hydro One Brampton sont d'environ 1 million de dollars annuellement.

Composition de l'actif

Les actifs du régime de retraite de Hydro One étaient composés de ce qui suit aux 31 décembre 2006 et 2005 :

Aux 31 décembre	Pourcentage des actifs du régime	
	2006	2005
Titres de participation	64,6	60,6
Titres de créances	32,0	36,2
Divers	3,4	3,2
	100,0	100,0

Autres renseignements

Le régime de retraite de Hydro One ne participe pas directement dans des titres de la société, mais détenait des titres de créance de la province respectivement de 92 millions de dollars et 79 millions de dollars aux 31 décembre 2006 et 2005.

Le régime de retraite de la société prévoit des prestations fondées sur le salaire moyen des trois meilleures années ouvrant droit à pension. Pour les nouveaux cadres au service de la société depuis le 1er janvier 2004, et pour les nouveaux membres professionnels de Society of Energy embauchés après le 17 novembre 2005, les prestations sont fondées sur le salaire moyen des cinq meilleures années ouvrant droit à pension. Après la retraite, les prestations de retraite sont indexées pour tenir compte de l'inflation. La date d'évaluation servant à déterminer l'actif du régime et l'obligation au titre des prestations constituées est le 31 décembre. D'après l'évaluation actuarielle au 31 décembre 2003 produite le 22 septembre 2004, la société a versé 86 millions de dollars à son régime de retraite à l'égard de 2006 (83 millions de dollars en 2005), la totalité de cette somme étant nécessaire pour répondre aux besoins de capitalisation minimums. Les cotisations sont payables un mois à terme échu. Toutes les cotisations devraient être faites au comptant. Avant 2004, la société n'était pas tenue de cotiser au régime de retraite, car la dernière évaluation actuarielle, au 31 décembre 2000, indiquait que le régime dégageait un surplus. Les cotisations après 2006 seront fondées sur une évaluation actuarielle en date du 31 décembre 2006 et dépendront des rendements futurs des placements et des modifications dans les prestations ou les hypothèses actuarielles.

Le total des paiements au comptant au titre d'avantages sociaux futurs effectués en 2006, consistant en liquidités versées par la société à son régime de retraite capitalisé et en des paiements au comptant effectués directement aux bénéficiaires au titre des autres régimes non capitalisés, s'est établi à 122 millions de dollars (123 millions de dollars en 2005).

Exercices terminés les 31 décembre	Retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars canadiens)	2006	2005	2006	2005
Évolution de l'obligation au titre des prestations constituées				
Obligation au titre des prestations constituées aux 1er janvier	5 355	4 862	1 143	966
Coût des services rendus au cours de l'exercice	106	83	33	26
Intérêts débiteurs	267	277	58	57
Prestations versées	(253)	(248)	(36)	(40)
Modifications du régime	6	–	22	1
Perte actuarielle nette (gain actuariel net)	(70)	381	(120)	133
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	5 411	5 355	1 100	1 143
Évolution des actifs du régime				
Juste valeur des actifs du régime aux 1er janvier	4 713	4 243	–	–
Rendement réel des actifs du régime	571	630	–	–
Prestations versées	(253)	(248)	–	–
Cotisations patronales[1]	86	83	–	–
Cotisations des salariés	17	16	–	–
Charges d'administration	(11)	(11)	–	–
Juste valeur des actifs du régime aux 31 décembre	5 123	4 713	–	–
Situation de capitalisation				
(Déficit de capitalisation)	(288)	(642)	(1 100)	(1 143)
Pertes actuarielles nettes non amorties	645	1 069	236	385
Coût non amorti au titre des services passés	25	22	25	6
Actif (passif) au titre des prestations constituées	382	449	(839)	(752)
Moins : tranche à court terme	–	–	36	36
Actif (passif) à long terme au titre des prestations constituées	382	449	(803)	(716)

[1] En janvier 2007, la société a versé une cotisation de 8 millions de dollars à l'égard de 2006 (en 2006, 8 millions de dollars à l'égard de 2005).

Exercices terminés les 31 décembre	Retraite		Avantages complémentaires de retraite	
(en millions de dollars canadiens)	2006	2005	2006	2005
Composantes des coûts de l'exercice au titre des prestations				
Coût des services rendus au cours de l'exercice, déduction faite des cotisations des salariés	89	67	33	26
Intérêts débiteurs	267	277	58	57
Rendement réel des actifs du régime, déduction faite des charges	(560)	(619)	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	(70)	381	(120)	133
Modifications du régime	6	–	22	–
Divers	(1)	–	(1)	–
Coûts engagés durant l'exercice	(269)	106	(8)	216
Écarts entre les coûts engagés durant l'exercice et les coûts constatés durant l'exercice à l'égard des éléments suivants :				
Rendement des actifs du régime	248	327	–	–
Perte actuarielle (gain actuariel)	177	(268)	149	(113)
Modifications du régime	(3)	3	(19)	–
Coûts au titre des prestations de l'exercice[2]	153	168	122	103
Imputé aux résultats d'exploitation[1]	42	23	75	64
Effet d'une augmentation de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	–	–	156	171
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	–	–	13	12
Effet d'une diminution de 1 % du coût des soins de santé sur :				
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre	–	–	(124)	(133)
Coût des services rendus et intérêts débiteurs	–	–	(10)	(10)
Hypothèses importantes				
Coûts au titre des prestations de l'exercice :				
Taux de rendement prévu des actifs du régime	6,75 %	7,00 %	–	–
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,00 %	5,75 %	4,98 %	5,93 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,50 %	2,75 %	2,50 %	2,75 %
Durée résiduelle moyenne d'activité des salariés *(en années)*	10	10	10	10
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[3]	–	–	4,40 %	4,40 %
Obligation au titre des prestations constituées aux 31 décembre :				
Taux d'actualisation moyen pondéré	5,25 %	5,00 %	5,24 %	4,98 %
Taux de croissance de la rémunération (compte non tenu de la rémunération au mérite)	3,25 %	3,25 %	3,25 %	3,25 %
Taux d'augmentation du coût de la vie	2,50 %	2,50 %	2,50 %	2,50 %
Taux d'augmentation du coût des soins de santé[4]	–	–	4,40 %	4,40 %

[1] La société suit la méthode de la comptabilité de caisse. Au cours de 2006, des coûts liés au régime de retraite de 86 millions de dollars (83 millions de dollars en 2005) ont été répartis à la main-d'œuvre, dont 42 millions de dollars (23 millions de dollars en 2005) ont été imputés aux résultats, 34 millions de dollars (32 millions de dollars en 2005) ont été capitalisés à titre d'élément du coût des immobilisations corporelles, et 10 millions de dollars (28 millions de dollars en 2005) ont été ajoutés à un actif réglementaire.

[2] Le taux passant progressivement de 7,87 % en 2006 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (en 2005, de 8,47 % en 2005 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

[3] Le taux passant progressivement de 8,69 % en 2007 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite (en 2005, de 7,87 % en 2005 à 4,40 % par année en 2014 et par la suite).

Note 12.
Passifs environnementaux

Aux 31 décembre

(en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Passifs environnementaux aux 1er janvier	79	89
Charge de désactualisation	5	5
Dépenses	(17)	(14)
Rajustement découlant d'une réévaluation	3	(1)
Passifs environnementaux aux 31 décembre	70	79
Moins : tranche à court terme	(15)	(15)
	55	64

Les dépenses futures estimatives liées à l'environnement pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2006 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 15 millions de dollars en 2007; 14 millions de dollars en 2008; 12 millions de dollars en 2009; 10 millions de dollars en 2010; 7 millions de dollars en 2011 et 31 millions de dollars par la suite.

L'estimation de coûts environnementaux futurs comporte des incertitudes dues à certains événements externes possibles comme la modification des règlements et les progrès dans les technologies de restauration des sites. Hydro One examine régulièrement les facteurs influant sur ces estimations de coûts ainsi que l'état environnemental de ses sites. Le coût réel de l'évaluation ou de la restauration des sites peut différer des estimations actuelles.

Note 13.
Capital social

Actions ordinaires et actions privilégiées

Le 31 mars 2000, la société a émis à la province 12 920 000 actions privilégiées à dividende cumulatif à 5,5 %, d'une valeur de rachat de 25,00 $ l'action et 99 990 actions ordinaires, portant le total des actions ordinaires en circulation à 100 000. La société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions privilégiées et d'actions ordinaires.

Les actions privilégiées donnent droit à un dividende cumulatif annuel de 18 millions de dollars, payable trimestriellement. Les actions privilégiées sont rachetables au gré de la province au prix de 25 $ l'action, qui représente la valeur déclarée, plus tout dividende cumulé et impayé, si la province vend au public un certain nombre des actions ordinaires qu'elle détient, de sorte qu'elle détiendra moins de 50 % des actions ordinaires de la société. Hydro One peut décider, sans condition, de régler le prix de rachat, en totalité ou en partie, en émettant des actions ordinaires additionnelles à la province. Si la province n'exerce pas son droit de rachat, la société pourrait rajuster le dividende sur les actions privilégiées afin que le rendement soit inférieur de 0,50 % au rendement du marché d'alors sur des actions privilégiées de notation semblable. Les actions privilégiées ne comportent pas de droit de vote, sauf dans des cas précis, et ont priorité de rang sur les actions ordinaires advenant liquidation.

Dividendes

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés au gré du conseil d'administration de Hydro One et recommandés par la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme la pratique de l'industrie et les attentes de l'actionnaire.

En 2006, nous avons déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 18 millions de dollars (18 millions de dollars en 2005) et des dividendes sur actions ordinaires de 332 millions de dollars (273 millions de dollars en 2005).

Résultat par action

Le résultat par action correspond au bénéfice net de l'exercice, après dividendes cumulatifs sur les actions privilégiées, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pendant l'exercice.

Note 14.
Opérations entre parties liées

La province, la SFIÉO, la SIERÉ et Ontario Power Generation Inc. (OPG) sont des parties liées à Hydro One. De plus, la CEO est liée à la société étant donné qu'elle est une société d'État provinciale. Les opérations entre ces parties et Hydro One ont été les suivantes :

Hydro One a reçu des produits pour les services de transport de la SIERÉ d'après les taux uniformes de transport approuvés par la CEO. Les produits tirés du transport pour 2006 comprennent 1 206 millions de dollars (1 276 millions de dollars en 2005) se rapportant à ces services.

Hydro One reçoit de la SIERÉ des sommes pour la protection des tarifs ruraux. Les produits de distribution pour 2006 comprennent 127 millions de dollars (127 millions de dollars en 2005) se rapportant à ce programme. Hydro One a aussi reçu des produits tirés de l'alimentation en électricité de collectivités éloignées du Nord provenant de la SIERÉ. Les produits de distribution pour 2006 comprennent 21 millions de dollars (21 millions de dollars en 2005) se rapportant à ces services.

En 2006, Hydro One a acheté l'équivalent de 2 183 millions de dollars (2 095 millions de dollars en 2005) en électricité sur le marché de l'électricité administré par la SIERÉ et de 38 millions de dollars (36 millions de dollars en 2005) en électricité d'OPG.

Aux termes de la *Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario de 1998*, la CEO doit recouvrer la totalité de ses charges d'exploitation annuelles auprès des sociétés de distribution de gaz et d'électricité et des sociétés de transport d'électricité. En 2006, Hydro One a engagé des frais de 9 millions de dollars (7 millions de dollars en 2005) auprès de la CEO.

Hydro One a des conventions de niveau de service avec les autres sociétés remplaçantes. Ces services comprennent des services extérieurs ainsi que d'ingénierie, de logistique et de télécommunications. Les produits liés à la prestation de services de construction et d'entretien du matériel aux autres sociétés remplaçantes se sont établis à 15 millions de dollars (11 millions de dollars en 2005), surtout pour l'entreprise de transport. Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration liées à l'achat de services auprès des autres sociétés remplaçantes ont été inférieures à 1 million de dollars en 2006 et en 2005.

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés a été payée ou est à payer à la SFIÉO, et des dividendes ont été versés ou le seront à la province (voir la note 2).

Les montants à payer à des parties liées ou à recevoir de celles-ci par suite des opérations susmentionnées sont comme suit :

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Débiteurs	114	116
Créditeurs et charges à payer	(230)	(263)

Les créditeurs et charges à payer représentent les sommes à payer à la SIERÉ relativement à des achats d'électricité de 195 millions de dollars (213 millions de dollars en 2005).

Note 15.
États des flux de trésorerie consolidés

Aux fins des états des flux de trésorerie consolidés, le poste «trésorerie et équivalents de trésorerie» renvoie au poste «dette bancaire» du bilan.

Les variations des soldes hors caisse liés à l'exploitation comprennent ce qui suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
(Augmentation) diminution des débiteurs	(149)	87
Augmentation des matières et fournitures	–	(9)
Augmentation (diminution) des créditeurs et charges à payer	(39)	68
Augmentation (diminution) des intérêts courus	6	(1)
Diminution des créditeurs à long terme et charges à payer	(7)	(3)
Augmentation de l'obligation au titre des avantages complémentaires de retraite	87	62
Divers	10	(10)
	(92)	194
Autres renseignements :		
Intérêts payés	302	300
Paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	252	210

Note 16.
Éventualités

Poursuites

Hydro One est impliquée dans diverses poursuites, réclamations et instances réglementaires dans le cours normal des affaires. De l'avis de la direction, l'issue de ces affaires, sauf comme il est indiqué ci-dessous, n'aura pas d'incidence défavorable importante sur la situation financière, les résultats d'exploitation et les flux de trésorerie consolidés de la société.

Le 29 mars 1999, la bande des Premières nations de Whitesand a intenté une poursuite devant la Cour de l'Ontario (Division générale), maintenant la Cour supérieure de justice, dont les défendeurs sont la province, le Procureur général du Canada, Ontario Hydro, la SFIÉO, OPG et la société. Le 24 mai 2001, la bande des Premières nations de Whitesand a déposé une autre poursuite pratiquement identique à la première contre les mêmes parties. Cette deuxième poursuite est motivée par le moyen de procédure utilisé par la province dans sa défense alléguant que l'avis de la première poursuite ne respectait pas la *Loi sur les instances introduites contre la Couronne* (Ontario). Ces poursuites réclament un jugement déclaratoire, une mesure injonctive et des dommages-intérêts d'un montant indéterminé. La bande de Whitesand allègue que, depuis au moins la première moitié du XX^e^ siècle, Ontario Hydro érige des barrages et des centrales ainsi que d'autres installations sur les terres traditionnelles de la bande ou touchant celles-ci, et que ces installations ont causé des dommages aux membres de la bande et aux terres, y compris d'importantes inondations et de l'érosion. La bande de Whitesand réclame également, en vertu des droits issus de traités, une part des profits provenant des activités de ces installations d'Ontario Hydro, un droit à des hausses des rentes établies par traité et en raison d'un contrat allégué visant à rembourser la bande pour les coûts engagés dans ses négociations avec Ontario Hydro. La bande de Whitesand a invoqué de multiples causes d'action, dont la violation de propriété, la violation d'une obligation fiduciaire, la nuisance et la négligence. En 2004, la cause du 24 mai 2001 a été regroupée avec une réclamation semblable de la bande des Premières nations de Red Rock intentée le 7 septembre 2001, vu que toutes les questions de procédure dans les deux litiges étaient les mêmes. Ces deux causes sont maintenant fondues en un seul recours où les réclamations de Whitesand et de Red Rock sont présentées. Les réclamations relatives aux activités d'Ontario Hydro (c'est-à-dire, l'inondation) ont

trait à des litiges pour lesquels OPG aurait une responsabilité compte tenu des décrets de transfert en vertu de la *Loi de 1998 sur l'électricité*. Dans la réclamation regroupée, Whitesand et Red Rock essaient de rattacher Hydro One aux allégations d'inondation d'après le principe présumé que le réseau de transport fait partie intégrante du réseau entier d'électricité, ce qui inclut la méthode de production de l'électricité. À ce jour, Hydro One n'a pas produit de défense. Hydro One croit qu'il est peu probable que l'issue de ce litige ait une incidence défavorable importante sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation ou ses flux de trésorerie.

Transfert d'actifs

Le 1er avril 1999, dans le cadre de l'acquisition de ses activités, Hydro One a acquis et pris en charge les actifs et passifs, les droits et les obligations des entreprises de transport et de distribution d'électricité ainsi que de services énergétiques d'Ontario Hydro, à l'exception de certains actifs de transport et de distribution et d'autres actifs situés sur des terres gardées pour des bandes ou des groupes d'Indiens en vertu de la *Loi sur les Indiens* (Canada). Le transfert du titre de ces actifs ne s'est pas produit car, à l'origine, les autorisations accordées par le ministère canadien des Affaires indiennes et du Nord canadien pour la construction et l'exploitation de ces actifs ne pouvaient être cédées sans le consentement du ministre et des bandes ou groupes d'Indiens visés ou, dans plusieurs cas, parce que les autorisations étaient périmées ou n'avaient pas été correctement délivrées. Hydro One gère ces actifs, qui sont détenus pour l'instant par la SFIÉO.

Hydro One a amorcé des négociations avec les bandes et les groupes d'Indiens visés, afin d'obtenir les autorisations et les consentements nécessaires pour effectuer le transfert de ces actifs de transport, de distribution et autres. Hydro One ne peut prédire le montant total qu'elle pourrait devoir payer pour obtenir les autorisations et les consentements nécessaires. Hydro One s'attend à payer plus de 850 000 $ par année, ce qui correspond au montant versé auparavant à ces bandes et groupes d'Indiens par Ontario Hydro et au montant total des coûts permis en vertu des ordonnances tarifaires transitoires. Si, après avoir pris toutes les mesures raisonnables, Hydro One ne peut autrement obtenir les autorisations et les consentements des bandes et groupes d'Indiens, la SFIÉO gardera ces actifs pour une période indéterminée. Par contre, Hydro One pourrait devoir déplacer ces actifs des terres indiennes à d'autres endroits à un coût qui serait élevé ou, dans un nombre limité de cas, abandonner une ligne et la remplacer par des groupes générateurs diesel. Dans de tels cas, Hydro One ferait une demande pour recouvrer ces coûts dans des ordonnances tarifaires futures.

Note 17.
Engagements

Entente avec Inergi

Depuis le 1er mars 2002, Cap Gemini Canada Inc. fournit des services à Hydro One par l'intermédiaire d'Inergi. Selon l'entente, Inergi procure à Hydro One notamment des services relatifs aux technologies de l'information, aux relations avec la clientèle et à la chaîne d'approvisionnement, ainsi que certains services financiers et certains services liés aux ressources humaines en vertu d'une entente de dix ans. Les frais initiaux étaient d'environ 90 millions de dollars à 130 millions de dollars par année, sous réserve de l'étude comparative externe effectuée tous les trois ans pour assurer que Hydro One paie un coût fixe concurrentiel et constamment amélioré. Dans le cadre de cette entente, environ 900 salariés de la société, y compris environ 130 salariés non permanents, ont été mutés à Inergi le 1er mars 2002.

Les engagements annuels en vertu de l'entente pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2006 et le montant total par la suite se présentent comme suit : 110 millions de dollars en 2007; 98 millions de dollars en 2008; 94 millions de dollars en 2009; 91 millions de dollars en 2010; 87 millions de dollars en 2011 et 16 millions de dollars par la suite.

Soutien de prudence

Les acheteurs d'électricité en Ontario, par l'intermédiaire de la SIERÉ, sont tenus de fournir une garantie pour réduire le risque de manquement d'après leur activité prévue sur le marché. La SIERÉ pourrait effectuer des prélèvements sur ces garanties si Hydro One Networks ou Hydro One Brampton ne parvenait pas à effectuer un paiement exigé par un avis de paiement en souffrance émis par la SIERÉ. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires majorée du montant nominal de la garantie de la société mère. Au 31 décembre 2006, le soutien de prudence fourni par la société consistait en des lettres de crédit bancaires de 22 millions de dollars (21 millions de dollars en 2005) et des garanties de la société mère de 275 millions de dollars (275 millions de dollars en 2005).

Conventions de retraite

Des lettres de crédit bancaires ont été émises comme garantie pour le passif de la société aux termes d'un fonds de fiducie, établi en vertu du régime de retraite complémentaire à l'intention des employés de Hydro One et de ses filiales. Le fiduciaire est tenu d'effectuer des prélèvements sur les lettres de crédit si Hydro One manque à ses obligations aux termes du régime. Ces obligations incluent l'exigence de fournir au fiduciaire un rapport actuariel annuel, ainsi que des lettres de crédit suffisantes pour garantir le passif de la société en vertu du régime, de verser les prestations exigibles dans le cadre du régime et de payer les frais liés aux lettres de crédit. Le paiement potentiel maximal correspond à la valeur nominale des lettres de crédit bancaires. Au 31 décembre 2006, l'encours des lettres de crédit bancaires de Hydro One s'élevait à 93 millions de dollars (82 millions de dollars en 2005) relativement aux conventions de retraite.

Contrats de location-exploitation

Les paiements minimaux futurs exigibles en vertu de contrats de location-exploitation pour chacun des cinq exercices suivant le 31 décembre 2006 et les dépenses totales par la suite sont comme suit : 5 millions de dollars en 2007; 5 millions de dollars en 2008; 4 millions de dollars en 2009; 1 million de dollars en 2010; néant en 2011 et 1 million de dollars par la suite.

Note 18.
Informations sectorielles

Hydro One compte trois secteurs isolables :

— l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;

— l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients; et

— un secteur «divers» qui comprend principalement l'entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Les conventions comptables suivies par les secteurs sont les mêmes que celles décrites dans le sommaire des principales conventions comptables (voir la note 2). Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Consolidé
2006				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 245	3 273	27	4 545
Achats d'électricité	–	2 221	–	2 221
Exploitation, entretien et administration	390	460	30	880
Amortissement	241	269	5	515
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	614	323	(8)	929
Charges de financement				295
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				634
Dépenses en immobilisations	402	417	4	823
2005				
Bénéfice sectoriel				
Produits	1 310	3 085	21	4 416
Achats d'électricité	–	2 131	–	2 131
Exploitation, entretien et administration	353	413	26	792
Amortissement	246	236	5	487
Bénéfice (perte) avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	711	305	(10)	1 006
Charges de financement				325
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés				681
Dépenses en immobilisations	349	338	4	691

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005
Total de l'actif		
Transport	6 965	6 827
Distribution	5 170	4 902
Divers	99	92
	12 234	11 821

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

Note 19.
Chiffres correspondants

Les états financiers consolidés comparatifs des exercices antérieurs ont été reclassés afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour les états financiers consolidés du 31 décembre 2006.

Sommaire des statistiques financières et des statistiques d'exploitation des cinq derniers exercices

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005	2004	2003	2002
Données tirées de l'état des résultats					
Produits					
Transport	1 245	1 310	1 262	1 298	1 317
Distribution	3 273	3 085	2 874	2 734	2 682
Divers	27	21	17	26	32
	4 545	4 416	4 153	4 058	4 031
Charges					
Achats d'électricité	2 221	2 131	1 987	1,872	1,858
Exploitation, entretien et administration[1]	880	792	771	795	832
Amortissement	515	487	480	454	411
	3 616	3 410	3 238	3 121	3 101
Recouvrement réglementaire[2]	–	–	91	–	–
Bénéfice avant charges de financement et provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	929	1 006	1 006	937	930
Charges de financement	295	325	331	348	353
Bénéfice avant provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	634	681	675	589	577
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés	179	198	177	193	233
Bénéfice net	455	483	498	396	344
Résultat de base et dilué par action ordinaire *(en dollars canadiens)*	4 366	4 652	4 798	3 779	3 258

Aux 31 décembre (en millions de dollars canadiens)					
Données tirées du bilan					
Actif					
Transport	6 965	6 827	6 785	6 589	6 638
Distribution	5 170	4 902	4 845	4 623	4 694
Divers	99	92	95	94	90
Total de l'actif	12 234	11 821	11 725	11 306	11 422
Passif					
Passif à court terme (y compris la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an)	1 194	1 341	1 262	1 192	1 894
Dette à long terme	4 872	4 466	4 613	4 539	3 938
Autres passifs à long terme	1 347	1 298	1 326	1 284	1 451
Capitaux propres					
Capital social	3 637	3 637	3 637	3 637	3 637
Bénéfices non répartis	1 184	1 079	887	654	502
Total du passif et des capitaux propres	12 234	11 821	11 725	11 306	11 422

Exercices terminés les 31 décembre (en millions de dollars canadiens)	2006	2005	2004	2003	2002
Autres données financières					
Dépenses en immobilisations					
Transport	402	349	432	289	260
Distribution	417	338	288	292	286
Divers	4	4	7	16	24
Total des dépenses en immobilisations	823	691	727	597	570
Ratios					
Couverture par l'actif net de la dette à long terme[3]	1,92	1,93	1,88	1,86	1,90
Ratio de couverture par le bénéfice[4]	2,67	2,69	2,70	2,43	2,35
Statistiques d'exploitation					
Transport					
Unités transportées *(TWh)*[5]	151,1	157,0	153,4	151,7	153,2
Demande de pointe sur 20 minutes du réseau ontarien *(MW)*[6]	27 056	26 219	25 204	24 849	25 629
Demande de pointe sur 60 minutes du réseau ontarien *(MW)*[6]	27 005	26 160	24 979	24 753	25 414
Total des lignes de transport *(circuit-kilomètres)*	28 600	28 547	28 643	28 621	28 492
Distribution					
Unités distribuées aux clients de Hydro One *(TWh)*[5]	29,0	29,7	28,5	27,9	27,1
Unités distribuées par les lignes de Hydro One *(TWh)*[5,7]	44,7	45,6	44,8	44,7	45,1
Total des lignes de distribution *(circuit-kilomètres)*	122 460	122 118	121 736	121 285	120 767
Clients	1 293 396	1 273 768	1 258 925	1 238 748	1 219 614
Total de l'effectif permanent	4 295	4 189	4 118	3 967	3 933

[1] Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration pour 2002 incluaient une charge de 25 millions de dollars pour un programme de réduction de l'effectif.

[2] À la suite des preuves verbales et écrites présentées par Hydro One, le 9 décembre 2004, la CEO a rendu une décision évoquant le caractère prudent et approuvant le recouvrement des montants auparavant reportés par la *Loi de 2002 sur l'établissement du prix de l'électricité, la conservation de l'électricité et l'approvisionnement en électricité*, relativement aux soldes des comptes de report réglementaire visés par Hydro One dans sa demande du 31 mai 2004. Par conséquent, un recouvrement réglementaire non récurrent de 91 millions de dollars a été inscrit.

[3] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net correspond au total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins d'un an).

[4] Le ratio de couverture par le bénéfice correspond à la somme du bénéfice net, des charges de financement et de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur les bénéfices des sociétés, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulés sur actions privilégiées.

[5] Les statistiques relatives au réseau comprennent des chiffres provisoires pour décembre.

[6] Les unités distribuées par les lignes de Hydro One représentent la totalité des exigences du réseau de distribution et incluent l'électricité distribuée aux consommateurs qui achètent leur électricité directement de la SIERÉ.

Conseil d'administration (au 31 décembre 2006)

Rita Burak [2]
Présidente du conseil d'administration, Hydro One Inc.

Sami Bebawi [2,6]
Vice-président directeur, Bureau du président, Président, Socodec Inc., Groupe SNC-Lavalin Inc.

Murray J. Elston [1,4,5]
Président et chef de la direction, Association nucléaire canadienne

Don MacKinnon [5,6]
Président, Syndicat des travailleurs et travailleuses du secteur énergétique

Eileen A. Mercier [1,2,4,6]
Administratrice de sociétés
A démissionné le 16 mars 2007

Walter Murray [1,3,5]
Administrateur de sociétés

Kathleen O'Neill [1,2,3,4,6]
Administratrice de sociétés
A démissionné le 24 janvier 2007

Douglas E. Speers [1,4,6]
Président du conseil et administrateur, Emco Corporation

Kenneth D. Taylor [2,6,6]
Président du conseil, Taylor and Ryan Inc.
A démissionné le 27 février 2007

Blake Wallace, c.r. [2,3,5,6]
Vice-président et administrateur, Murray & Company
A démissionné le 26 février 2007

Comités du conseil d'administration

[1] Comité de vérification et des finances
Le comité de vérification et des finances supervise l'intégrité des méthodes comptables et de la présentation de l'information financière, les contrôles internes, la vérification interne, les risques importants courus par la société et la conformité financière. Le comité s'est réuni cinq fois en 2006.

[2] Comité de gouvernance
Le comité de gouvernance est responsable de la gouvernance du conseil d'administration de la société. Il recommande les questions devant être abordées aux réunions du conseil, examine les mandats de chaque comité du conseil d'administration, fait des évaluations du conseil d'administration, surveille la qualité des relations de la direction avec le conseil d'administration et recommande des candidats appropriés à l'élection au conseil d'administration. Le comité s'est réuni quatre fois en 2006.

[3] Comité des ressources humaines et des politiques publiques
Le comité des ressources humaines et des politiques publiques a la responsabilité d'examiner notre structure organisationnelle actuelle et future, les plans de relève des dirigeants de la société et des divisions, et l'application du code de déontologie. Il évalue également le rendement et la rémunération des membres de la haute direction, ce qui comprend la formulation de recommandations au conseil concernant la rémunération du président et chef de la direction. Enfin, il détermine et évalue les questions d'affaires publiques ayant des répercussions importantes sur notre société et fait des recommandations au conseil d'administration à ce sujet. Le comité s'est réuni huit fois en 2006.

[4] Comité des technologies de l'information
Le comité des technologies de l'information est un comité consultatif du conseil établi pour aider le conseil dans sa responsabilité de surveillance des questions relatives à la stratégie de remplacement des systèmes d'applications d'entreprise. Le comité s'est réuni trois fois en 2006.

[5] Comité de la réglementation et de l'environnement
Le comité de la réglementation et de l'environnement s'assure que la société respecte toutes les exigences réglementaires et les lois applicables en matière d'environnement. Il supervise les programmes, les politiques, les normes et les procédures en matière de conformité, examine les demandes tarifaires soumises par la société et passe en revue les mesures et les rapports de conformité. Le comité s'est réuni cinq fois en 2006.

[6] Comité de la santé et de la sécurité
Le comité de la santé et de la sécurité est responsable d'examiner les politiques, les normes et les programmes en matière de santé et sécurité au travail, de s'assurer que la société se conforme aux lois, aux politiques et aux normes de santé et de sécurité au travail et d'examiner les questions touchant la santé et la sécurité publiques. Le comité s'est réuni quatre fois en 2006.

[*] Le 30 mars 2007, les administrateurs suivants ont été élus au conseil d'administration de Hydro One par notre actionnaire : Kathryn Bouey; Laura Formusa; Michael Mueller; Robert Pace; et Gale Rubenstein en remplacement de Eileen Mercier, Kathleen O'Neill, Tom Parkinson, l'honorable Bob Rae, Kenneth Taylor et Blake Wallace, qui ont démissionné comme membres du conseil.
De plus, le nombre d'administrateurs de la société a été ramené de 12 à 11.

Adresse du siège social
483 Bay Street
Toronto (Ontario)
M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com

Relations avec les investisseurs
416-345-6867
investor.relations@HydroOne.com

Demandes des médias
416-345-6868
1-877-506-7584

Service à la clientèle
Pannes d'électricité et
situations d'urgence :
1-800-434-1235

Clients résidentiels,
clients agricoles et
petites entreprises :
1-888-664-9376

Clients commerciaux :
1-877-447-4412

Vérificateurs
Ernst & Young s.r.l.

Conception et design : THE WORKS www.works-design.com

Philanthropie

Améliorer la vie des victimes de brûlures électriques

En 2006, Hydro One, le Sunnybrook Health Sciences Centre et le St. John's Rehab Hospital ont annoncé la création de la Chaire de recherche en électrisation Hydro One, fonds de dotation permanent visant à appuyer le leadership clinique et universitaire dans le domaine de l'électrisation. Au cours des cinq prochaines années, Hydro One a engagé 500 000 $ pour faire avancer la recherche et le traitement des victimes de brûlures électriques.

«On ne comprend pas bien les brûlures électriques, et les lésions qu'elles causent passent souvent inaperçues et ne sont pas diagnostiquées, explique le Dr Joel Fish, directeur médical du Ross Tilley Burn Centre au Sunnybrook Health Sciences Centre. La recherche menée grâce à ce financement permettra d'améliorer grandement le traitement et la réadaptation des patients brûlés.»

Depuis 2003, Hydro One et le Sunnybrook Health Sciences Centre travaillent en collaboration pour mettre les compétences du Ross Tilley Burn Centre au service des victimes de brûlures électriques partout en Ontario et au Canada au moyen du système de téléconférence de l'hôpital et du Réseau NORTH, réseau de télémédecine. Chaque année, entre 600 et 800 travailleurs sont victimes de brûlures électriques au Canada, et la vaste majorité d'entre eux travaillent en dehors du secteur de l'électricité.

Les bons soins et le bon traitement des victimes de brûlures électriques sont importants non seulement pour ceux d'entre nous qui évoluent dans le secteur de l'électricité, mais aussi pour les travailleurs de tous les secteurs d'activité.

hydro One

Sunnybrook
ROSS TILLEY BURN CENTRE

Dr Joel Fish
Directeur médical, Ross Tilley Burn Centre

hydro One

Nous avons pour mission d'être une société de transport et de distribution efficace et dynamique faisant figure de chef de file en Amérique du Nord à l'égard de la sécurité, du service à la clientèle et de la fiabilité, tout en mettant l'accent sur le développement et le maintien en poste de nos employés et en créant de la valeur pour notre actionnaire.

Hydro One Inc.
483 Bay Street
Toronto (Ontario) M5G 2P5
416-345-5000
1-877-955-1155
www.HydroOne.com